



Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Escuela Politécnica Superior

2015-2016

*Trabajo Fin de Grado*

# “SOLUCIÓN ANALÍTICA DEL FLUJO DE CALOR EN RECEPTORES CILINDRO PARABÓLICOS”

Autora

Cecilia Perela Barea

Tutor

Dr. Domingo José Santana Santana

Leganés, Julio de 2016



## ***RESUMEN***

En este proyecto se ha realizado un estudio para determinar cuál es el ángulo de borde apropiado para un colector cilindro parabólico para un ancho de apertura del canal parabólico dado y dimensiones determinadas, teniendo en cuenta la forma del Sol y los errores ópticos.

Para ello se ha obtenido la distribución del flujo solar a lo largo de la circunferencia del tubo absorbedor y la cantidad de flujo solar total en el tubo, a partir de una solución analítica.

Las ecuaciones se han resuelto a partir del programa de cálculo numérico MATLAB R2013a. Éstas se han verificado comparándolas con las obtenidas en otros estudios.

Una vez resueltas y verificadas dichas ecuaciones, se ha procedido a realizar una evaluación de los resultados, con su debida interpretación.

El mejor resultado de ángulo de borde se ha obtenido para la máxima cantidad de flujo solar total en el receptor y la mínima no uniformidad en la distribución del flujo solar en la circunferencia del tubo absorbedor posibles.

# ÍNDICE

## Página

### **RESUMEN**

### **NOMENCLATURA**

### **ÍNDICE DE FIGURAS**

### **ÍNDICE DE TABLAS**

<b>1.- INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1.-OBJETIVOS	1
1.2.- METODOLOGÍA	2
<b>2.- ENERGÍA TERMOSOLAR</b>	<b>4</b>
2.1.- HISTORIA	4
2.2.- CARACTERÍSTICAS	13
2.3.- VENTAJAS DEL USO DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR	17
2.4.-CONSUMO MUNDIAL	19
2.5.-LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA	23
2.6.-PRINCIPALES TECNOLOGÍAS	27
2.6.1.- CAPTADORES CILINDRO-PARABÓLICOS	29
2.6.2.- CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL	31
2.6.3.- CENTRALES DE TORRE O DE RECEPTOR CENTRAL	33
2.6.4.- DISCO PARABÓLICO O STIRLING	35
2.6.5.-COMPARATIVA ENTRE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS	37
2.6.6.-VENTAJAS DEL USO DE TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN	37
<b>3.-CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICO</b>	<b>39</b>
3.1.- LA PARÁBOLA	39
3.2.- COMPONENTES	46
3.1.1.- CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA	46
3.1.2.- REFLECTOR	49
3.1.3.- TUBO ABSORBEDOR	51
3.1.4.- SISTEMA DE SEGUIMIENTO	52
3.1.5.- FLUIDO DE TRABAJO	53
	54

<i>3.3.-PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL ESTUDIO DE UN COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO</i>	
3.3.1.- POSICIONAMIENTO DEL SOL	54
3.3.2.- ÁNGULO DE INCIDENCIA	56
3.3.4.- ÁNGULO DE ACEPTANCIA	57
3.4 PÉRDIDAS DEL COLECTOR	58
3.4.1 PÉRDIDAS ÓPTICAS	58
3.4.2 PÉRDIDAS GEOMÉTRICAS	59
3.4.3 PÉRDIDAS TÉRMICAS	61
4.-SOLUCIÓN ANALÍTICA DE LA DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR EN EL TUBO DE UN CCP	63
4.1.- INTRODUCCIÓN	63
4.2.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR SIN TENER EN CUENTA LA FORMA DEL SOL Y LOS ERRORES ÓPTICOS	65
4.3.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR INCLUYENDO LA FORMA DEL SOL Y LOS ERRORES ÓPTICOS	73
4.5.- CÁLCULO Y VERIFICACIÓN	75
5.-ANÁLISIS DE RESULTADOS	77
5.1.- EFECTO DE LOS ERRORES ÓPTICOS MANTENIENDO FIJOS EL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL Y EL ÁNGULO DE BORDE	77
5.2.- EFECTO DEL ÁNGULO DE BORDE MANTENIENDO FIJOS EL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL Y LOS ERRORES ÓPTICOS	79
5.3.- EFECTO DEL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL MANTENIENDO FIJOS EL ÁNGULO DE BORDE Y LOS ERRORES ÓPTICOS	82
6.-CONCLUSIONES	84
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	

## NOMENCLATURA

$A_{apertura}$	Área del plano de apertura del colector
$A_r$	Área del receptor
$A_s$	Área de la superficie reflectora
$C$	Factor de concentración
$C_g$	Factor de concentración geométrico
$C_o$	Factor de concentración óptico
$D$	Punto genérico de la directriz de la parábola
$dq_A(\theta, \theta')$	Fracción de la energía $q_{A,p}(\theta')$ absorbida por una superficie diferencial al ángulo $\theta$
$\varepsilon$	Tamaño angular del disco solar
$f$	Distancia o longitud focal
$F$	Foco de la parábola
$F_{shad}$	Factor de sombra
$h$	Altura de la curva de la parábola
$I$	Radiación solar
$I_{bn}$	Radiación solar directa
$I_d$	Radiación solar dispersa o difusa
$I_r$	Irradiancia media
$I_{sc}$	Constante solar
$I_t$	Radiación total o global
$K(\theta)$	Modificador del ángulo de influencia
$p$	Radio de la parábola
$P_{abs}$	Potencia absorbida
$P_{solar}$	Potencia procedente del Sol
$P_{útil}$	Potencia térmica útil
$q_A(\theta)$	Flujo solar absorbido por el tubo absorbedor por unidad de área de la superficie exterior considerando la forma del Sol y los errores ópticos.
$q_{A,p}(\theta)$	Flujo solar absorbido por el tubo absorbedor por unidad de área de la superficie exterior considerando el Sol como una fuente puntual y no los errores ópticos
$R$	Punto cualquiera de la parábola
$r_{to}$	Radio exterior del tubo absorbedor
$s$	Longitud del arco de la parábola
$T_{máx}$	Temperatura máxima en un sistema de concentración
$V$	Vértice de la parábola

$w$	Ancho de apertura del canal parabólico de un CCP
$\alpha$	Absortancia o absortividad
$\beta$	Ángulo con origen en el punto del reflector al que llega el rayo y con arco entre el ángulo $\theta$ y $\theta'$ .
$\gamma$	Ángulo entre una línea paralela al eje de la parábola y la normal a la superficie
$\Delta r$	Mínima apertura del haz de rayos solares
$\varepsilon$	Emisividad
$\eta$	Rendimiento global del colector
$\eta_{opt}$	Rendimiento óptico
$\theta$	Ángulo genérico que toma su origen en el punto F de la parábola.
$\theta_{rim}$	Ángulo de borde del canal parabólico
$\theta_{shd}$	Ángulo hasta el cual la circunferencia del tubo absorbedor no recibe flujo solar debido a la sombra proyectada por el tubo en el reflector
$\rho$	Reflactancia o reflectividad
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzmann
$\sigma_{optico}$	Raíz cuadrada media equivalente de la propagación angular causada por todos los errores ópticos
$\sigma_{sun}$	Raíz cuadrada media equivalente del ancho angular del Sol, a $\Psi = 0^\circ$ , en la geometría del foco lineal.
$\sigma_{tot}$	Raíz cuadrada media equivalente de la propagación angular causada por la forma del sol y los errores ópticos
$\tau$	Transmitancia o transmisividad
$\Upsilon$	Factor de intercepción
$\phi$	Ángulo de intercepción del flujo solar respecto al ángulo $\theta$
$\Psi$	Ángulo de incidencia de los rayos solares en el canal parabólico.

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Página</u>
<b>Figura 1:</b> “Caja negra” de Horace de Saussure.	4
<b>Figura 2:</b> Cocina solar de Mouchot.	5
<b>Figura 3:</b> Corte esquemático del destilador solar que funcionó en las salinas.	7
<b>Figura 4:</b> Imagen del proyecto de motor solar de Cabanyes.	9
<b>Figura 5:</b> Chimenea solar de Manzanares.	12
<b>Figura 6:</b> Divergencia de la energía del Sol a la Tierra.	13
<b>Figura 7:</b> Componentes de la radiación solar.	16
<b>Figura 8:</b> Imagen de Greenpeace para fomentar el uso de la energía termosolar.	17
<b>Figura 9:</b> Evolución prevista de los costes de generación eléctrica para las tecnologías fotovoltaicas y de concentración frente a los combustibles fósiles.	18
<b>Figura 10:</b> Insolación mundial	19
<b>Figura 11:</b> Desarrollo actual de la tecnología de energía termosolar en el mundo según las zonas en operación, construcción y desarrollo.	22
<b>Figura 12:</b> Mapa de radiación solar en España.	23
<b>Figura 13:</b> curvas de la demanda eléctrica y la generada por una central termosolar en España.	24
<b>Figura 14:</b> Mapa de las distintas centrales termosolares en España.	25
<b>Figura 15:</b> Producción termosolar española	26
<b>Figura 16:</b> Colectores de placa plana.	28
<b>Figura 17:</b> Tecnologías de concentración	29
<b>Figura 18:</b> Colectores cilindro-parabólicos de la planta Valle 1 y Valle 2.	30
<b>Figura 19:</b> Esquema del sistema de colectores cilindro- parabólicos	30
<b>Figura 20:</b> Sistema con lentes Fresnel.	31
<b>Figura 21:</b> Esquema del sistema de concentración de lentes Fresnel.	32
<b>Figura 22:</b> Lentes Fresnel: a) comparativa, b) ideal, c) puntas romas, d) rayos incidentes desviados, e) rayos refractados desviados.	32
<b>Figura 23:</b> Heliostatos de un sistema de receptor central.	34
<b>Figura 24:</b> Planta Gemosolar de receptor central.	34



<b>Figura 25:</b> Esquema de un sistema de receptor central.	35
<b>Figura 26:</b> Colectores de disco parabólicos con dos ejes de seguimiento.	35
<b>Figura 27:</b> Esquema del sistema de colectores de disco parabólico.	37
<b>Figura 28:</b> Parábola y sus características.	39
<b>Figura 29:</b> Segmentos de parábolas que tienen el mismo foco común, $F$ , y el mismo ancho, $w$ .	40
<b>Figura 30:</b> Geometría de la parábola.	41
<b>Figura 31:</b> Rayos paralelos al eje normal de la parábola.	44
<b>Figura 32:</b> Canal parabólico con línea focal.	45
<b>Figura 33:</b> Representación de la imagen del Sol a partir de los rayos reflejados.	46
<b>Figura 34:</b> Secciones transversales de las estructuras tipo LS-2 y LS-3 respectivamente.	47
<b>Figura 351:</b> Diferentes estructuras de colectores cilindro parabólicos.	49
<b>Figura 36:</b> perfil de un colector cilindro-parabólico con reflector metálico.	50
<b>Figura 37:</b> Esquema de un tubo absorbedor típico de los colectores cilindro-parabólicos.	52
<b>Figura 38:</b> Tubo absorbedor Schott PTR 70.	52
<b>Figura 39:</b> Sistema de seguimiento de un colector cilindro-parabólico.	53
<b>Figura 40:</b> Trayectoria aparente del Sol alrededor de la Tierra.	55
<b>Figura 41:</b> Parámetros de la geometría de la radiación solar.	56
<b>Figura 42:</b> Ángulo de incidencia en un colector cilindro-parabólico.	57
<b>Figura 43:</b> Ángulo de aceptación de un colector cilindro-parabólico.	57
<b>Figura 44:</b> Pérdidas al final del colector.	60
<b>Figura 45:</b> Pérdidas geométricas por sombras entre filas paralelas.	61
<b>Figura 46:</b> Esquema de las resistencias térmicas del colector.	62
<b>Figura 47:</b> Sección transversal del sistema que se va a estudiar.	64
<b>Figura 48:</b> Disponibilidad de los rayos solares en la superficie del absorbedor.	66
<b>Figura 49:</b> Geometría del colector para ángulos comprendidos entre $\theta_{shd}$ y $\theta_{rim}$ con $\theta_{rim} < 90^\circ$ .	67
<b>Figura 50:</b> Geometría del colector para ángulos comprendidos entre $90^\circ$ y $180^\circ$ con $\theta_{rim} < 90^\circ$	68
<b>Figura 51:</b> Geometría del colector para ángulos comprendidos entre $\theta_{rim}$ y $180^\circ$ con $\theta_{rim} > 90^\circ$ .	69

<b>Figura 52:</b> Superficie del tubo absorbedor que intercepta energía reflejada desde un punto del canal parabólico.	73
<b>Figura 53:</b> Cálculo del ángulo $\beta$ .	74
<b>Figura 54:</b> Comparación de la distribución de la tasa de concentración local por Khanna y Sharma [1].	76
<b>Figura 55:</b> Gráfica de verificación de los resultados.	76
<b>Figura 56:</b> Distribución del flujo solar para varios valores de errores ópticos.	78
<b>Figura 57:</b> Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes errores ópticos para una ancho de apertura y un ángulo de borde fijos.	79
<b>Figura 58:</b> Distribución del flujo solar para varios valores del ángulo de borde.	79
<b>Figura 59:</b> Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes ángulos de borde para una ancho de apertura y unos errores ópticos fijos.	81
<b>Figura 60:</b> Distribución del flujo solar para varios valores del ancho de apertura del canal.	82
<b>Figura 61:</b> Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes anchos de apertura para un ángulo de borde y unos errores ópticos fijos.	83

## ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Página</u>
<b>Tabla 1:</b> Comparativa de tecnología de energía termosolar.	37
<b>Tabla 2:</b> Valores de los parámetros usados en la comparación con Khanna y Sharma[1]	75
<b>Tabla 3:</b> Valores de los parámetros utilizados en el análisis de resultados.	77
<b>Tabla 4:</b> Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de $\sigma_{opt}$	78
<b>Tabla 5:</b> Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de $\theta_{rim}$ .	80
<b>Tabla 6:</b> Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de $w$ .	83
<b>Tabla 7:</b> Ángulos de borde apropiados para determinados anchos de apertura del canal.	85



# 1.-INTRODUCCIÓN

La energía solar tiene muchas aplicaciones en las que puede ser utilizada. El uso de esta energía se clasifica en tres actividades: la generación térmica, generación de trabajo y generación de frío.

Dentro de la generación térmica se encuentran diferentes tecnologías, que se podrán ver en el desarrollo de este trabajo, pero concretamente hay un conjunto de tecnologías, las denominadas de alta temperatura o de concentración, que son capaces de convertir la energía solar en electricidad.

Más concretamente, está la tecnología de colectores cilindro parabólicos, que aprovecha la forma y propiedades de la parábola para concentrar los rayos solares y así producir vapor que se utilizará en los ciclos de potencia. Como los rayos solares no llegan a la Tierra con una trayectoria perfecta y la tecnología tiene sus limitaciones, es necesario diseñarlos de la forma más eficaz posible.

Cuando los rayos se reflejan hacia la línea focal del colector, su distribución en la circunferencia del tubo absorbedor no es uniforme. Esto se debe a que los rayos solares sólo llegan concentrados a la parte que está de cara al receptor, mientras que la otra parte sólo recibe radiación directa. Por este motivo es necesario realizar un estudio para hallar las mejores dimensiones y características de diseño, en relación con el ángulo de borde y el ancho de la apertura del canal parabólico, para así optimizar al máximo el uso de esta tecnología. Así se conseguirá una distribución lo más uniforme posible con el mayor flujo solar total en el tubo.

## 1.1.- OBJETIVOS

El principal objetivo de este proyecto es encontrar las dimensiones adecuadas del ángulo de borde para unos valores del ancho de apertura del canal parabólico dados. En este estudio se tiene en cuenta la forma del Sol y los errores ópticos a la hora de realizar la distribución del flujo solar en la circunferencia del tubo absorbedor y en la cuantificación de la cantidad de flujo total que llega a éste.

Por esto, los principales objetivos del trabajo son:

- Adquirir los conocimientos necesarios sobre la energía solar, su situación actual y las distintas tecnologías solares.
- Entender el funcionamiento de la tecnología utilizada, y la importancia y función de cada uno de sus componentes.

- Obtener la distribución del flujo solar en la circunferencia del tubo absorbedor, así como el flujo solar total en el tubo, mediante el software de cálculo MATLAB R2013a.
- Comprobar la validez del software propuesto.
- Realizar un análisis de los resultados para obtener los ángulos de borde más adecuados para unos anchos de apertura del canal parabólico dados, en un determinado modelo de referencia de colector cilindro parabólico.

Es importante destacar que a día de hoy estos estudios se realizan con un software de seguimiento de rayos que tiene una programación muy complicada. Por este motivo, en el presente trabajo se tiene por objetivo hacer uso de una solución analítica que se ajuste lo máximo a la realidad, es decir, que tenga unos resultados *quasi* exactos, pero que tenga una programación sencilla, fácil de calcular.

## 1.2.-METODOLOGÍA DEL TRABAJO

Es necesario seguir una serie de pasos a la hora de realizar el trabajo, para así cumplir con todos los objetivos propuestos.

El presente trabajo se ha basado en su comienzo, en la documentación y adquisición de conocimientos del tema principal del proyecto: la energía solar.

El segundo capítulo se basa en la documentación pertinente a la historia, características, ventajas y situación tanto mundial como en España de la energía solar. A continuación, se ha concluido con la documentación de las diferentes tecnologías que existen a día de hoy, entre las que se encuentra la utilizada en el presente estudio, haciendo una comparativa sobre ella y analizando cuales son las ventajas del uso de estos colectores.

Para entrar más en detalle en esta tecnología, en el capítulo 3 se puede entender la base matemática de la parábola, así como sus propiedades, que son la base logística para el funcionamiento de los colectores cilindro parabólicos. Además, se han detallado cada uno de los componentes, los cuales van a tener gran relevancia en el presente trabajo. También se explican los parámetros que van a intervenir en el colector y en su diseño al igual que las pérdidas.

Toda esta documentación es importante para entender como se ha desarrollado la solución analítica, qué se ha tenido en cuenta y qué proceso se ha llevado a cabo.

Se podría haber ampliado el trabajo añadiendo el proceso de conversión del calor en electricidad, incluyendo el ciclo, el almacenamiento, etc. pero para el análisis de este

trabajo no es necesario entrar en esos temas, ya que con el entendimiento y comprensión del conjunto colector actuando en la planta se puede desarrollar.

A partir de la obtención de todos estos conocimientos, en el capítulo 4, se detalla el proceso para obtener la solución analítica y la verificación de esta en su implantación en el programa de cálculo MATLAB R2013a.

Una vez que ha sido verificado este software, se ha procedido a realizar un análisis de los resultados, viendo el efecto de utilizar unos ángulos u otros y cuáles son sus repercusiones.

Por último, se realiza la conclusión de los resultados obtenidos y de los conocimientos adquiridos en el proceso.

## 2.-ENERGÍA TERMOSOLAR

### 2.1 HISTORIA

El concepto de usar el Sol como fuente de energía es muy antiguo. Ya en los siglos VII y VIII a.c los romanos utilizaban espejos cóncavos para encender el fuego.

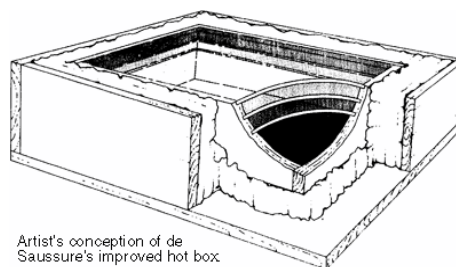
En el siglo III a.c tanto griegos como romanos eran capaces de prender las antorchas de rituales religiosos con los espejos parabólicos llamados Skaphia. Los días soleados colocaban la antorcha en el foco de la parábola, donde se concentraban a altas temperaturas los rayos solares que en pocos segundos prendía. Por este motivo y en conmemoración, antes de los juegos olímpicos se prende la antorcha olímpica con un Skaphia moderna.

Cuenta la leyenda que en los años 213-211 a.c el científico y matemático de la antigua Grecia, Arquímedes, inventó unas máquinas de guerra que contenían grandes espejos hexagonales de bronce reflejaban los rayos del sol.

Ya en el año 1515, Leonardo Da Vinci comenzó un proyecto que se basaba en la construcción de un concentrador de 6 km de diámetro con espejos cóncavos para producir calor y vapor industrial. Este proyecto fue uno de los muchos que dejó sin terminar.

Del siglo XVII cabe destacar al físico e ingeniero Salomón de Caux que construyó el primer motor solar. Éste consistía en concentrar los rayos en una cámara de metal que contenía agua y aire, de tal forma que cuando el aire se calentaba, la cámara se dilataba y hacía salir el agua.

Muchos otros científicos como Georges-Louis Leclerc, Lomonsov, Cassini y hasta el fundador de la química moderna, Lavoisier, construyeron espejos y hornos que eran capaces de fundir materiales haciendo uso de los rayos solares durante el siglo XVIII. En 1767 el suizo Horace de Saussure realizó los primeros experimentos con hornos solares para secar alimentos. Estos hornos eran unas cajas negras con tapa de vidrio que aumentaban mucho la temperatura en su interior al exponerlas al sol y se les conoce como “cajas negras”. Fueron el prototipo de colectores solares de baja temperatura utilizados en 1892 para calefacción y agua caliente sanitaria.



**Figura 1:** “Caja negra” de Horace de Saussure [25]

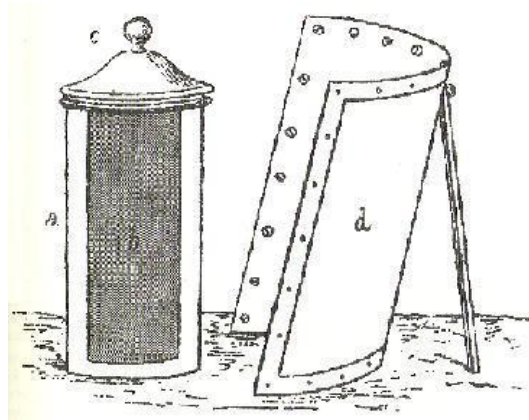


Durante el siglo XIX los científicos europeos centraron sus atenciones en convertir la energía solar en energía mecánica. Los primeros estudios se basaron en la construcción de máquinas de vapor.

A pesar de esto también hubo avances en la construcción y diseño de hornos solares, como el caso de Henry Bessemer, inventor del proceso de refinado que lleva su nombre y quién experimentó la fusión de los metales con este tipo de hornos.

Uno de los ingenieros de mayor relevancia a lo largo del siglo XIX fue el francés Aguste Mouchot, que desarrolló modelos de concentradores solares y fue pionero en convertir la energía solar en vapor a baja presión, valiéndose de máquinas de vapor. Mouchot descubrió la labor de Herón de Alejandría y de la escuela que se conoce como 'Mecánicos Griegos' y dedicó sus investigaciones en la producción de trabajo a través de la energía solar.

En 1861 Mouchot diseñó un nuevo modelo de cocina solar, que consistía en un depósito negro de cobre recubierto de vidrio que estaba expuesto al sol y sobre el que se concentraban los rayos solares gracias a un espejo cilindro-parabólico por la parte que no le daba el sol de cara. Y del mismo modo diseñó el horno solar.



**Figura 2:** Cocina solar de Mouchot [18]

Con pocas modificaciones, Mouchot transformó el horno solar en un alambique capaz de convertir el vino en coñac o brandy. A partir de un diseño muy similar construyó una caldera, en la que cuando el aire de su interior se calentaba, se expandía por su interior ejerciendo una gran presión sobre el agua del tanque situado debajo.

Todos estos inventos no conseguían cumplir con el objetivo de Mouchot: la máquina de vapor. Esto se debía a que el agua tardaba mucho en hervir por su gran volumen, y el escaso vapor que se generaba no era suficiente para mover un motor industrial. Por ello sustituyó la caldera por un tubo de cobre de poco diámetro que estaba soldado a un depósito metálico por su parte superior que recogía el vapor generado. Este tubo se situaba sobre un reflector acanalado de sección parabólica que concentraba los rayos sobre él. El reflector estaba orientado al sur y podía girar para conseguir la máxima exposición al sol.

Mouchot viajó a la entonces Argelia francesa, donde sus máquinas absorberían mayor intensidad de radiación y producirían más potencia con el mismo tamaño. Tras numerosos ensayos, las autoridades argelinas le concedieron el dinero y la autorización para construir “el mayor espejo del mundo”. La máquina resultante podía bombear 2.000 litros de agua por hora.

En 1878, durante la Exposición Universal de París, presentó su máquina para obtener hielo a partir de la energía solar concentrada. Para ello incorporó a su motor solar el refrigerador accionado con calor que Ferdinand Carré inventó en 1850, que es la base de nuestros frigoríficos. Con este artefacto consiguió la medalla de oro.

Mouchot también buscó la forma de almacenar el calor, pero en vez de esto consiguió una alternativa mejor, que consistía en utilizar el calor para separar el hidrógeno y el oxígeno en recipientes distintos y después volver a combinarlos produciéndose en su reacción de nuevo todo el calor necesario.

Debido al bajo precio del carbón, sus inventos resultaron económicamente inviables para el gobierno, a pesar de que en 1880 Mouchot ya predijo que estos inventos serían necesarios:

*“Finalmente la industria no encontrará más recursos en Europa con el fin de satisfacer su prodigiosa expansión... sin duda se agotará el carbón. ¿Qué hará entonces la industria?”*

Este mismo año regresó a sus labores como profesor de matemáticas. Abel Pifre, su pupilo, continuó con la investigación solar. Éste inventó la primera imprenta accionada con energía solar. Esta fue exhibida en el Jardín de las Tullerías de París en 1882. El invento consistía en un colector parabólico de estaño que accionaba la imprenta. Durante la exposición fue capaz de imprimir 500 copias por hora de un periódico.

Pero como le ocurrió a su mentor, no se le concedió financiación, ya que las técnicas de extracción del carbón fueron mejoradas al igual que el sistema ferroviario el cual lo transportaba. Con la mejora de los trenes, la producción de carbón se incrementó y se abarataron los costes del combustible.

La mayoría de los científicos que intentaron utilizar este tipo de tecnología que usaba el Sol como recurso, fueron motivados por el miedo a la escasez del carbón en sus respectivos países.

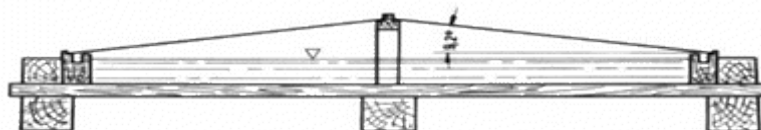
Este fue el motivo de John Ericsson, ingeniero sueco emigrado a los Estados Unidos, que ya en 1868 pensaba que el desarrollo de la tecnología solar era la única alternativa a una crisis energética.

En 1870 construyó una máquina solar de vapor, similar a las últimas de Mouchot, construida por tres elementos fundamentales: espejo concentrador, caldera y máquina de vapor. En 1872 decidió calentar aire en vez de agua en el interior del cilindro situado en el foco de la parábola reflectora. Gracias a este cambio el rendimiento del motor se incrementó notablemente. El problema de este invento era su gran tamaño y su elevado coste en comparación con las máquinas alimentadas por carbón. Por este

motivo utilizó vidrio en el espejo reflector en sustitución de la plata, evitando así la necesidad de pulir la superficie.

Ericsson es el titular de la patente para el motor de Sol (Stirling Dish) pero también es el inventor de los primeros colectores cilindro-parabólicos. Este reflector cilindro-parabólico tenía mayores ventajas frente a los discos parabólicos. Era más simple, más barato y el seguimiento solar era mediante el movimiento del conjunto sobre un solo eje, evitando la complejidad de seguimiento solar de los discos parabólicos. El mayor inconveniente de estos colectores era que las temperaturas que se alcanzaban, y por tanto el rendimiento, eran menores que las obtenidas con los concentradores de disco parabólico. A pesar de esto, construyó una caldera tubular pintada de negro que se calentaba con este sistema y conectada al motor lo hacía funcionar.

En 1874, el inglés Charles Wilson diseñó y dirigió una instalación para la destilación del agua marina en el desierto de Atacama (Chile) para la Salitrera Lastenia Salinas. Esta central estuvo en funcionamiento hasta el año 1907 y contaba con una superficie de captación de 4000 metros cuadrados construida por piscinas con el fondo pintado de negro y cubierta por un tejadillo de vidrio. Las piscinas se llenaban con agua salada que, al aumentar el calor en ellas, el agua se evaporaba dejando dentro la sal. El agua se recuperaba gracias a la condensación en los tejadillos de vidrio, que tenían una ligera pendiente que conducía las gotas de agua hasta unos canalillos colocados en los extremos de las piscinas. Esta fue la primera central conocida en el mundo de estas características.



**Figura 3:** Corte esquemático del destilador solar que funcionó en las salinas [25]

Fue en 1885 cuando Carles Tellier desarrolló los primeros colectores solares de baja temperatura que impulsaban máquinas. Los motores de los ingenios de Tellier en vez de utilizar vapor de agua a presión, utilizaban otros líquidos con temperaturas de ebullición muy por debajo del agua. Fue llamado “el padre de la refrigeración”, ya que acondicionó un barco como frigorífico para el transporte de la primera carga refrigerada del mundo.

Durante este siglo, en EE.UU. surgió la idea de utilizar contenedores pintados de negro y llenos de agua expuestos al sol para calentarla y usarla como agua caliente. El problema estaba en el mantenimiento del agua caliente cuando anochecía y también en el número de días soleados.

Por este motivo en 1891 Clarence Kemp sacó al mercado el calentador de agua “Climax”, invento que calentaba el agua con el sol de una manera más eficaz. Esto era gracias a la combinación de las cajas calientes de Sussure con los tanques de metal

pintados de negro expuestos al sol. Así se conseguía más agua caliente, a mayores temperaturas y que se conservara por más tiempo.

Respecto a la idea de aprovechar la energía solar, hay que destacar dos grandes ideas que surgieron ya a finales del siglo XIX:

E.Weston propuso en 1888 el dispositivo termopar que transformaba la energía solar en trabajo mecánico, utilizando esta energía para generar una tensión eléctrica entre la unión caliente y la unión fría, formadas por un par conectado con hilos diferentes de hierro o níquel.

M.L. Severy fue quién en 1893 planteó la idea de una máquina solar que funcionaba conjuntamente con una batería de acumuladores para tener energía las 24 horas, pero no llegó a construirse por su elevado precio.

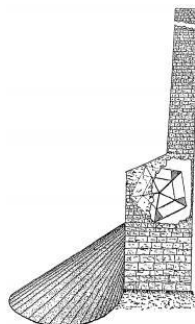
De los principios del siglo XX se pueden destacar desarrollos muy significativos. Aubrey Eneas, un inventor e ingeniero inglés que vivía en Massachusetts fundó en 1900 la primera empresa de energía solar, “Solar Motor Company of Boston”. Esta empresa quería proporcionar equipos de bombeo al Suroeste de EE.UU. donde los combustibles convencionales eran muy escasos y el Sol está presente en la gran mayoría de los días del año.

Eneas basó el diseño de su motor en el diseño básico de Mouchot, el reflector cónico con la caldera en el eje. Eneas lo mejoró sustituyendo el cono completo por un tronco de cono, de tal forma que a lo largo de todo el reflector se concentraba la misma radiación, al contrario de lo que pasaba en el modelo de Mouchot, donde en la parte del reflector de la zona de la punta del cono se concentraba menos. De este modo consiguió que la energía recibida por ambos extremos de la caldera fuera igual.

Para 1899, Eneas había construido un conjunto completo con un diámetro de 10 metros en la boca del reflector, que estaba formado por más de 1.800 pequeños espejos de vidrio plateado. El espejo podría orientarse hacia el Sol durante las distintas horas del día sin gran esfuerzo gracias a un conjunto de mecanismos de relojería.

El motor se instaló en la granja de avestruces de Edwin Cawston en Pasadena de forma experimental, proporcionando potencia de bombeo. Se estima que el motor proporcionaba una potencia de unos 5kW.

Hasta 1904, Solar Motor Company, vendió e instaló cinco motores solares. El último fue en la granja de John May en Arizona. Una fuerte tormenta de granizo destruyó los espejos al igual que pasó en otras instalaciones debido a fuertes vientos. El gran tamaño del motor lo hacía vulnerable a los fenómenos atmosféricos del desierto y se generó una gran desconfianza hacia esta tecnología. Debido a esto y a su elevado precio la compañía tuvo que cerrar.



**Figura 4:** Imagen del proyecto de motor solar de Cabanyes [18]

Un gran acontecimiento para la industria solar de baja temperatura fue el modelo de calentador solar para agua que patentó William Bailley en 1909. Su diseño era conocido como el calentador “Día y noche” y era muy parecido al del calentador “Climax” de Kemp pero con mejoras. Éste podía separar el calentador en dos partes: el colector solar y el depósito de acumulación de agua.

El colector consistía en un conjunto de tuberías de cobre situadas sobre una placa metálica de color negro que a su vez se colocaba dentro de una caja de vidrio aislada. Este se conectaba con el depósito de almacenamiento situado encima y se colocaba dentro de una caja de madera, aislada mediante caliza en polvo para mejorar la retención del calor.

El agua no necesitaba de bombas para pasar del colector al depósito ya que operaba según el principio de termosifón (el agua caliente es más ligera que el agua fría y se eleva por sí sola). El agua fría del depósito descendía por una tubería para volver al colector.

Por su parte, el inventor estadounidense Frank Shuman construyó y comercializó el primer motor solar más barato que su equivalente de carbón.

En 1907 dio a conocer su primer “Motor solar de acción directa” basado en las “cajas calientes” de Saussure. Su gran invento fue el “colector plano” al que introdujo mejoras tales como el uso de espejos para reflejar la energía solar sobre las cajas colectoras, aumentando así su temperatura; y el desarrollo de una turbina de vapor de baja presión para el agua calentada, que iba cuatro veces más rápido que los motores de esa época. En 1911 fundó la empresa “The Sun Power Company”, con la intención de construir grandes centrales eléctricas. Ese mismo año la empresa fue la encargada de construir una planta solar de concentración en Tacony, EE.UU., la cual llegó a tener una potencia de 20 KW.

Un año más tarde el gobierno egipcio contrató a la empresa de Shuman para construir una gran planta solar de concentración en Maadi a orillas del río Nilo. Esta central estaba dotada de 5 filas de espejos cilindro-parabólicos, organización que nunca se había usado en la historia, y además las placas de absorción estaban formadas por paneles dobles separadas por un espacio de aire de una pulgada. La planta tenía una

potencia total de 88 KW. Su función era la de proveer energía para bombear agua desde el Nilo hasta unos campos de algodón.

El éxito de sus ingenios solares llevó a Shuman a concebir un mega-proyecto solar en el desierto del Sahara el cual fuera capaz de proporcionar 198 MW, lo que equivalía a toda la potencia consumida en el mundo. Su planta ocuparía una extensión de 52.600 Km<sup>2</sup> en el desierto del Sahara. Shuman llegó a conseguir subvenciones para comenzar el proyecto pero con el estallido de la Primera Guerra Mundial se paralizó. Shuman murió durante la guerra y nunca se retomó el proyecto.

En los años 20 hubo pocos inventos relacionados con la energía solar, debido a que el interés científico se centraba en otros aspectos. Se puede destacar el horno solar de Moreau en 1924. Una de las ventajas de este horno era que las sustancias se podían fundir en el vacío, estando encerradas en un recipiente de vidrio. Un invento también muy interesante fue el de Charles Greeley Abbot quien en 1928 desarrolló una micrococina solar con un colector cilindro-parabólico y receptor central que utilizaba aceite como sistema de circulación.

En los años 30 volvió a renacer el interés por estas tecnologías. A finales de esta década, el uso de calentadores solares para la obtención de agua caliente se extendió por todo el mundo siendo muy utilizado en el Caribe, Puerto Rico, Cuba, América Central, Japón, etc.

En 1932 Robert Goddard patentó un colector para la concentración de la energía solar que utilizaba lentes del tipo Fresnel.

En 1949, antes del comienzo de los años 50, Sr. Ferruccio Grassi en colaboración con Daniele Gasperini inventaron y construyeron el motor solar “Somor”, para sustituir a los costosos concentradores solares planos.

En la década de 1950 aparecieron algunos estudios describiendo sistemas de concentración solar dotados de dispositivos de seguimiento. El primer estudio documentado sobre una central de potencia utilizando un receptor central fijo, Central Receiver Systems o CRS, fue realizado en la antigua URSS en la década de 1950. En aquel sistema se proponían el uso de grandes espejos inclinados montados sobre vagones y éstos sobre raíles. Sin embargo, solamente se construyó un tosco prototipo de heliostato operado manualmente.

En 1955, Zvi Harry Tabor, físico israelí considerado el padre de la industria solar de Israel, presentó y promovió el concepto de recubrimientos selectivos, que duplicaba la eficiencia de los colectores solares existentes.

Los primeros experimentos de ingeniería con una metodología razonable fueron llevados a cabo en los años 60 por el profesor Giovanni Francia de la Universidad de Génova. Fue el primero en diseñar y construir diferentes tipos de plantas de energía

solar capaces de obtener vapor a altas temperaturas (más de 500°C) para producir electricidad.

Su carrera sobre el aprovechamiento de la energía solar comenzó en 1961, cuando en la Conferencia de las Naciones Unidas presentó su concentrador solar cónico con estructura de panal de abeja, que permitía una salida del sistema de 250°C gracias a la disminución de las pérdidas de calor. En 1963 y en colaboración con Marcel Perrot diseñó el primer sistema CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector) instalado en Marsella. Con esta innovación introdujo simplificaciones importantes en la concentración solar con el concepto de que es más fácil construir muchos espejos planos en vez de un espejo curvo y que al apoyar los espejos en una estructura plana, quedan menos expuestos al viento. En 1965, él y su equipo crearon la primera planta de energía solar térmica con receptor central en un campo de concentración lineal con espejos planos tipo Fresnel, en Génova, Italia. Éste era capaz de producir hasta 21kg/h de vapor a 500°C y 100 atm con una insolación de 900W/m<sup>2</sup>.

En 1977 el presidente Jimmy Carter a raíz de la crisis del petróleo intentó promover el desarrollo de la energía solar colocando paneles solares en la azotea de la Casa Blanca que fueron quitados por su sucesor. También promovió una política de dicha energía bautizada como “The Solar Age”.

Por todo el Mundo se produjo una gran expansión de los sistemas de calentamiento de agua mediante energía solar. Estos calentadores eran una opción para los países industrializados con buenos niveles de radiación. El desarrollo de la competencia dependía básicamente del precio de los combustibles fósiles. Cuando el precio de estos era bajo la venta de sistemas solares se detenía y los sistemas fósiles tomaban la delantera. Sin embargo, cuando estallaban crisis políticas que traían consigo boicots de suministro de petróleo y gas, las ventas de equipos solares se disparaban. Buena prueba de ello fueron las crisis energéticas de los años 70 donde se asistió a una nueva fase de expansión de los calentadores solares.

Un ejemplo claro de lo expuesto es Japón, que tras la Segunda Guerra Mundial desarrolló su industria solar térmica para el calentamiento de agua. En los años Sesenta imperaba en Japón un modelo de calentador solar de agua que llegó a alcanzar un notable éxito. Consistía en un recipiente grande térmicamente aislado de color negro en su interior el cual se llenaba de agua y que estaba cubierto por una superficie transparente. Este modelo era semejante al del Climax estadounidense y como este tenían el defecto de que perdía el calor almacenado durante la noche.

Un caso particular fue Israel debido a su situación política y a sus múltiples conflictos con las naciones limítrofes suministradoras de petróleo. Por esto y a raíz de la guerra de Yom Kipur en octubre de 1973, Israel se volcó en la producción de calentadores solares para uso doméstico.



Desde mediados de los 70 y hasta finales de los 80 es cuando se desarrolló la mayor intensidad de actividad investigadora y comercial en SCS. Se identificaron tres tecnologías de concentración como las de mayor viabilidad técnica y económica: concentradores cilindro-parabólicos, sistemas de torre o de recepción central y discos parabólicos.

A principios de los años 80 existían varias centrales solares experimentales, capaces de concentrar entre 0.5 y 5 MW de potencia. En 1981 el Ministerio Alemán de Investigación y Tecnología (BMFT), con la colaboración de la eléctrica española Unión Fenosa, financió y promovió la construcción de la primera Chimenea solar en el mundo construida en Manzanares un municipio de la provincia de Toledo (España) y tenía una potencia eléctrica de 50KW. Funcionó varios años hasta que una tormenta derribó su torre y nunca se volvió a reparar. Esta central se basaba en los mismos principios de Cabanyes.



**Figura 5:** Chimenea solar de Manzanares [25]

En el siglo XXI ya podemos decir claramente que el desarrollo de las energías renovables entre las que se encuentra la energía solar térmica tiene un despegue definitivo. Esto es debido en gran parte a la inestabilidad y alta cantidad de los precios de los combustibles fósiles. Por otro lado, está la conciencia de que los combustibles fósiles se agotarán y será necesario contar con alternativas que puedan remplazarlos al cien por cien. Por último, no hay que olvidar el impacto de la contaminación humana y de las emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera que provocan un aumento del efecto invernadero y de la inestabilidad en los patrones climáticos. La situación actual en el mundo de esta tecnología se especifica en un apartado posterior, al igual que la situación en España.

## 2.2.- CARACTERÍSTICAS DE LA RADIACIÓN SOLAR

- **Radiación solar**

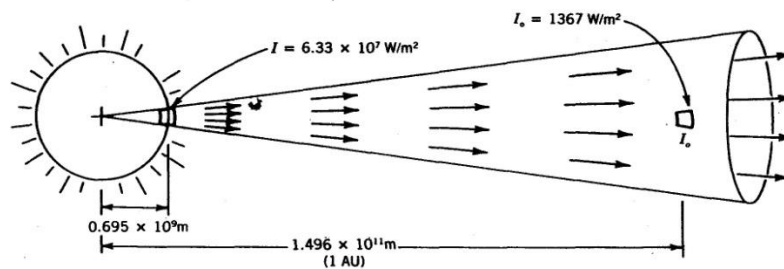
La radiación solar es un tipo de radiación térmica que tiene gran calidad termodinámica debido a que se obtiene de procesos en la superficie del Sol a



elevadas temperaturas. Los astrónomos estiman que la temperatura en la superficie es de unos 6.000K.

La radiación que llega al exterior de la atmósfera es conocida como radiación extraterrestre y se caracteriza por no haber sufrido aún la atenuación de la atmósfera.

La intensidad de radiación que abandona la superficie del Sol es aproximadamente  $6,33 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$  y se puede considerar relativamente constante. Debido a que la radiación se propaga como la distancia al cuadrado, en el tiempo que llega a la Tierra a una distancia media de  $1,496 \cdot 10^{11} \text{ m}$ , la energía radiante que cae en  $1 \text{ m}^2$  de superficie es 1.367W, y a este valor se le conoce como Constante Solar,  $I_{SC}$ .



**Figura 6:** Divergencia de la energía del Sol a la Tierra [23]

Conocer la radiación solar máxima que puede alcanzar la atmósfera terrestre nos permite conocer la temperatura máxima que se podría conseguir con un sistema de concentración. Mediante un balance de energía para un receptor ideal:

$$\varepsilon \cdot \sigma \cdot T_{\text{máx}}^4 = \alpha \cdot C \cdot I \rightarrow T_{\text{máx}} = \left( \frac{\alpha \cdot C \cdot I}{\varepsilon \cdot \sigma} \right)^{1/4} \quad (1)$$

Donde  $\alpha$  es la absorptividad,  $\varepsilon$  es la emisividad,  $\sigma$  es la constante de Stefan-Boltzmann,  $I$  es la radiación solar y  $C$  el factor de concentración.

- **Concentración**

Es la base de los colectores concentradores. Estos se basan en concentrar la mayor cantidad de energía posible en un punto determinado. Para poder cuantificar las veces que se puede incrementar la energía solar sobre la superficie de un colector se utiliza el *Factor de concentración*, utilizado en la ecuación (1). Este término se usa para describir la cantidad de concentración de energía lumínica lograda por un colector. Generalmente se usan dos definiciones de factor de concentración:

*Factor de concentración óptico ( $C_0$ ):* Irradiancia media (flujo radiante),  $I_r$ , esparcido sobre el área del receptor,  $A_r$ , dividido entre la radiación incidente sobre la apertura del colector.

$$C_o = \frac{\frac{1}{A_r} \int I_r dA_r}{I_a} \quad (2)$$

*Factor de concentración geométrico ( $C_g$ ):* Relación entre el área del plano de apertura del colector y el área superficial del receptor.

$$C = \frac{A_{apertura}}{A_r} \quad (3)$$

Igualando la absorptividad y la emisividad se puede hallar el máximo valor del factor de concentración. Estos valores se igualan cuando el receptor ideal está en equilibrio, es decir, cuando su temperatura sea igual a la de la superficie del Sol, aproximadamente 6000K.

$$C = \frac{\sigma \cdot T_{máx}^4}{I} \quad (4)$$

El factor de concentración óptico está relacionado directamente con la calidad de las lentes o del receptor, aunque en algunos colectores el área superficial del receptor es mayor que la imagen solar concentrada.

Las pérdidas térmicas en estas situaciones son mayores que las que se deberían deducir examinando el factor de concentración óptico. Dado que el factor de concentración geométrico se refiere al área del receptor, se usa más comúnmente porque puede darnos las pérdidas de calor del colector. Nótese que si la radiación en la apertura y la irradiancia en el receptor son ambos uniformes sobre todo el área, los factores de concentración óptico y geométrico son iguales.

- **Efecto de la atmósfera y componentes de la radiación**

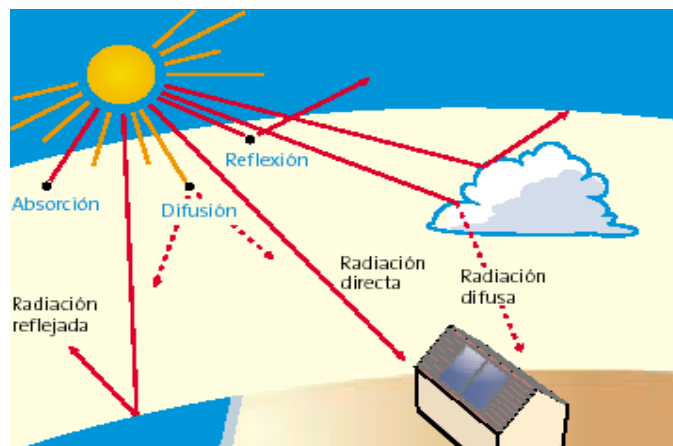
Cuando la radiación solar pasa a través de la atmósfera de la Tierra, esta se absorbe, se refleja, se dispersa y/o se transmite directamente. En la superficie de la Tierra, el Sol tiene menos intensidad, distinto color y diferente forma que las observadas por encima de la atmósfera. La atmósfera y sus componentes provocan una disminución de la entrada de energía solar extraterrestre es un 30% un día claro y hasta un 90% un día muy nublado. La radiación que es absorbida es la que provoca que la Tierra se caliente.

En la superficie de la Tierra percibimos radiación solar *directa* ( $I_b$ ), que viene directamente del disco solar y no ha sufrido la dispersión provocada por los gases de la atmósfera, y radiación solar *dispersa* o *difusa* ( $I_d$ ), que viene de todas las direcciones a través de todo el cielo. A la suma de estas dos se le conoce como radiación *total* o *global* ( $I_t$ ).

Dentro del concepto que engloba el término “*difusa*”, se puede diferenciar entre la procedente del cielo y la procedente del suelo o el albedo.

Hay que tener en cuenta que parte de la radiación que llega directa, luego es reflejada. Gracias a la que es reflejada, los astronautas pueden ver la Tierra desde el espacio.

En un día claro la radiación solar directa representa entre el 80% y el 90% del total de la energía solar capturada por la superficie de la Tierra. El bloqueo local de la componente directa es la que produce las sombras. En un día nublado, cuando “no se puede ver el Sol” la componente directa es prácticamente cero y no hay sombras. La componente difusa es la que nos permite ver en la sombra. Si no hubiera componente difusa, veríamos el cielo siempre negro como en la noche y podríamos ver las estrellas durante todo el día.



**Figura 7:** Componentes de la radiación solar [25]

La componente directa de la radiación solar es la más interesante para el diseño de sistemas de energía solar de alta temperatura, porque es la que se puede concentrar en áreas pequeñas usando espejos o lentes, mientras que la difusa no. Sólo se puede concentrar la radiación de la que conocemos su dirección. Es por esto que la radiación solar difusa solo se puede utilizar en colectores planos y en algunos concentradores de baja temperatura.

- **Forma del Sol**

Además de tener en cuenta la energía procedente de la dirección del Sol, hay que considerar dos factores cuando se utilizan colectores concentradores de alta temperatura: por una parte, hay una variación de intensidad a través del disco solar (oscurecimiento de borde); y por otra parte, la radiación aparente que proviene de pocos grados de distancia del disco solar (radiación circunsolar) puede tener un contenido de energía significativo.

El oscurecimiento de borde es interesante en el diseño de sistemas de receptor central y hornos solares debido a que la región central de la imagen del Sol produce un punto caliente con más flujo solar que el promedio general.

El estudio de la radiación circunferencial (causada por la dispersión atmosférica) está ganando importancia ya que muchos colectores están diseñados sólo para aceptar radiación sólo procedente del disco solar y no radiación circunsolar, por lo que desaprovechan el potencial de capacidad de captura de energía de los colectores.

## 2.3.-VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL USO DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR

Durante el siglo pasado, hemos obtenido la mayor parte de energía a partir de los combustibles fósiles, ya que los obteníamos fácilmente y a bajo precio. A día de hoy se ha tomado conciencia de que son muy contaminantes y de que es necesario un cambio de fuente de energía.

Desde un punto de vista medioambiental, la principal ventaja de las centrales solares frente a estos combustibles fósiles es la reducción de contaminantes, entre otras muchas. Se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, además de las emisiones de gases tóxicos.

Hay que destacar que el recurso renovable más abundante en la Tierra es el Sol, que genera energía de forma limpia, segura y renovable.

La tecnología termosolar es una gran opción para implementar en lugares aislados, permitiendo en estos disponer de electricidad. Esto contribuye a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas. Además contribuye a la reclamación de tierras degradadas que pueden usarse para la generación de ésta energía.

Otra ventaja medioambiental además de económica es la reducción de la necesidad de líneas de transmisión y su mantenimiento costoso en zonas de difícil acceso.

Además, es una energía descentralizada que puede captarse y utilizarse en todo el territorio, siempre que se den las condiciones de radiación solar requeridas.



**Figura 8:** Imagen de Greenpeace para fomentar el uso de la energía termosolar. [25]

Respecto a las ventajas socioeconómicas se puede destacar su posibilidad de almacenamiento y gestión, dándole ventaja frente a otras que deben consumirse en el momento de su generación, como en el caso de la eólica. Además, en momentos en los que se genere más de lo que se ha demandado y por tanto sobre, se puede inyectar a la red eléctrica y aprovechar en otros momentos. Si se avanza en el diseño de mejores sistemas de almacenamiento, esta ventaja podría determinar el uso de la energía solar frente a otras energías.

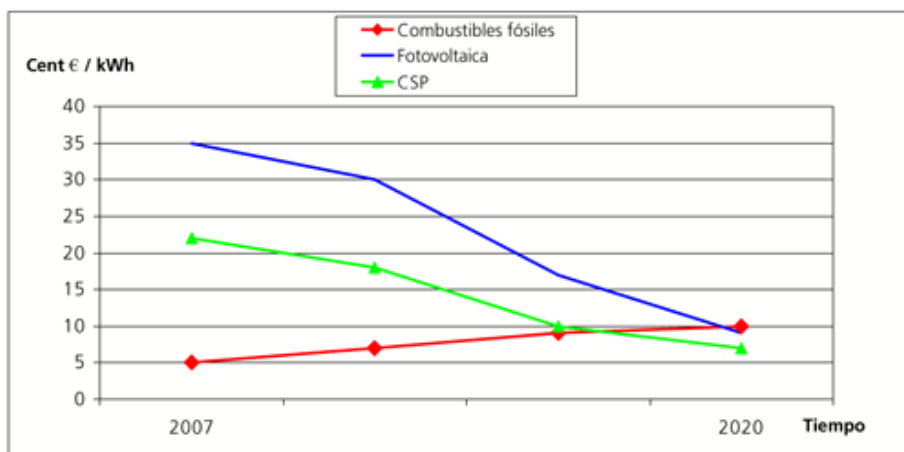
Una gran ventaja para estos últimos años en los que ha reinado la crisis económica, es la capacidad de generar empleos desde el inicio de la construcción de una central termosolar hasta si puesta en marcha.

Hoy en día la posibilidad de ser independiente de otros países o tener una baja dependencia energética es muy importante. Es muy ventajoso para un país la capacidad de generar su propia energía. El uso de la energía termosolar como el de cualquier otra energía renovable, evita el uso e importación del petróleo y otras fuentes de energía fósil, y por tanto se favorece la reducción de la dependencia tanto a nivel nacional como regional. También al reducirse las necesidades de importación se ahorra en estas.

Los países con menor desarrollo energético y económico disponen por lo general de un gran recurso solar, que pueden aprovechar.

Como mayor desventaja de esta tecnología está su coste. A día de hoy, es una tecnología más cara que la alternativa basada en los combustibles fósiles. Además, su experiencia comercial y facilidad de fabricabilidad son todavía limitadas.

Se estima que dentro de unos años, el coste disminuirá y se podrá optar en la mayoría de las situaciones por esta tecnología. Su perspectiva y consumo mundial lo desarrollaremos en más detalle en el siguiente apartado. La figura 9 muestra la estimación de su evolución.



**Figura 9:** Evolución prevista de los costes de generación eléctrica para las tecnologías fotovoltaicas y de concentración frente a los combustibles fósiles[28]

También se presenta el inconveniente de que no se puede predecir con exactitud los días en que se va a disponer de dicha radiación. Para mitigar el problema de la incertidumbre de radiación se utilizan sistemas de almacenamiento o hibridación con otras fuentes de energía en centrales de ciclo combinado.

Además, la energía solar no puede utilizarse en todo el mundo, ya que depende de la disponibilidad de radiación solar en cada región. Esto nos lleva a la necesidad de emplear tecnologías diferentes en las distintas regiones, según las características de cada una. De este modo, la generación termoeléctrica alcanzará una gran relevancia en los próximos años, en aquellas regiones que dispongan de alta radiación solar.

## 2.4.-CONSUMO MUNDIAL

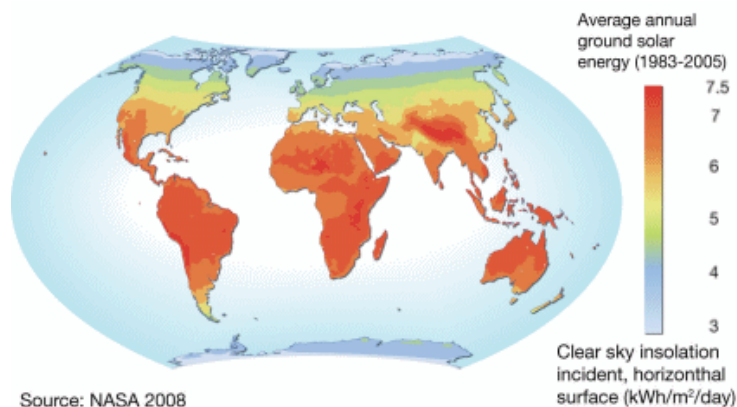
El gran reto de la humanidad, desde una perspectiva mundial, es llegar a un desarrollo sostenible. Un desarrollo sostenible implica que se compense el crecimiento económico y la mejora del nivel de vida con el respeto de las condiciones ecológicas y sociales que permitan que el desarrollo de las energías renovables sea constante en el tiempo.

Existen tres reglas básicas que rigen los límites de los recursos naturales:

- No se deberá utilizar ningún recurso renovable a un ritmo superior a su nivel de generación.
- Ningún contaminante se deberá producir a un ritmo superior al ritmo de reciclaje, neutralización o de absorción por el medio ambiente.
- Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.

El panorama mundial actual sugiere que para que exista un desarrollo sostenible que respete el medio ambiente y que satisfaga la demanda de energía global, la solución más adecuada es el uso y desarrollo de energías renovables. En el contexto energético mundial, las energías renovables tienen un potencial ilimitado.

Focalizando en la energía solar, los desiertos del Norte de África y Suráfrica, Medio Oriente, el noroeste de India, el sur de Estados Unidos, México, Perú, Chile, el oeste de China, Australia y el sur de Europa son las regiones con más potencial respecto a energía solar. En la Figura 10 se puede ver las zonas del mundo que reciben mayor insolación por metro cuadrado al día.



**Figura 10:** Insolación mundial [25]

Las zonas con mayor insolación han sido las más importantes para el desarrollo de la energía termosolar.

La crisis del petróleo del 73 promovió que los gobiernos centraran su atención en el desarrollo de tecnologías de concentración solar. Generaron grupos de trabajo que persiguieran los objetivos de crear grandes cantidades de energía a precios competitivos.

En Europa, la inversión más importante en este campo se concentró en la Plataforma Solar de Almería (PSA) donde participaron inicialmente Alemania, Austria, Bélgica, Estados Unidos, Grecia, España, Italia, Suiza y Suecia. Cuando los precios de petróleo comenzaron a bajar, algunos de estos países decidieron retirarse del proyecto. El gobierno de Alemania y el de España decidieron continuarlo.

Actualmente esta planta de investigación depende del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). El CIEMAT se considera el principal referente de esta tecnología a nivel mundial.

En otros lugares del mundo se han desarrollado distintas instalaciones de investigación entre las que se puede destacar el Centro Aeroespacial Alemán, el laboratorio PROMES de Francia, el Paul Scherrer Institute en Suiza, la agencia italiana ENEA, el Weizmann Institute of Science en Israel y, por último, los Laboratorios Sandia y el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) ambos en EE.UU.



Los principales avances se han desarrollado en estos centros citados en los párrafos anteriores, aunque el creciente auge de las tecnologías de concentración solar ha traído como consecuencia que aparezcan nuevos centros de investigación y más empresas que trabajen este ámbito.

En relación al desarrollo industrial, durante los últimos años, las plantas SEGS de EE.UU. han sido las únicas plantas comerciales pero a partir de 2006 se han desarrollado numerosas plantas tanto en EE.UU. como en España. Del desarrollo e implantación de esta tecnología en España hablaremos con más profundidad en el siguiente apartado. Pero hay que destacar que gran parte de los proyectos de otros países los desarrollan empresas españolas entre las que se puede destacar Abengoa, Acciona o ACS-Cobra.

También se pueden destacar otras ingenierías como la española SENER; la germano-israelí Solel-Siemens y las alemanas Solar Millennium o MAN Ferrostaal AG.

Alemania es uno de los países que lideran este sector. Muchos componentes fundamentales de las plantas como son los receptores o los espejos, son desarrollados por empresas alemanas, además del aporte de sus ingenierías.

EE.UU. es otro país clave en el desarrollo de esta tecnología. Como ya se ha nombrado antes, las primeras plantas comerciales fueron estadounidenses, las SEGS. A día de hoy se han construido más plantas y pretenden realizar numerosos proyectos, ya que este país tiene un gran potencial solar en los desiertos del suroeste.

En los últimos años, la tecnología termosolar ha aumentado, pero a finales del 2015, sólo 4,9 GW de los proyectos estaban en funcionamiento. El informe elaborado por Estela (Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica), Greenpeace Internacional y SolarPaces “Energía Solar Termoeléctrica, Perspectiva Mundial 2016” presenta varios escenarios de desarrollo de la energía termosolar. Con los mejores resultados, la energía termoeléctrica podría suministrar en 2030 el 6% de la demanda eléctrica mundial y en 2050 el 12%. En el peor de los escenarios la capacidad de la termosolar en todo el mundo ascendería aproximadamente a 20 GW en 2020 y 800 GW en 2050, aumentando en torno a 61 GW/año. Esto representaría alrededor del 5% de la demanda mundial en 2050.

Respecto al coste de esta energía a nivel mundial, a día de hoy ha disminuido bastante, haciendo cada vez más posible su evolución. Hay que tener en cuenta que estamos hablando de una tecnología que apenas cuenta con unas cuantas plantas en operación y a la que se ha dado poca importancia hasta ahora. En el informe Greenpeace propone una ayuda política que permita disminuir los costes progresivamente.

La reducción de costes dependerá en gran medida del número de centrales que se instalen en los próximos años, ya que a medida que se desarrollan nuevas centrales, se aprende de las ya existentes y se invierte más en innovación.

También es importante la aparición de nuevas empresas que fabriquen los elementos fundamentales de las plantas, de tal forma que hagan competencia a las ya existentes, ejerciendo una presión en el mercado que reduzca los precios.

En el informe, Greenpeace indica que bajo un escenario moderado, los países con el mayor número de recursos solares podrían conseguir juntos:



- Generar más de 16.000 millones de euros de inversión en 2020, alcanzando un máximo de 1.162.000 mil millones € en 2050.
- Crear más de 70.000 puestos de trabajo en 2020, y alrededor de 938.000 puestos de trabajo en 2050.
- Ahorrar 32 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año en 2020 y aumentar la reducción en 1,2 millones de toneladas para 2050.

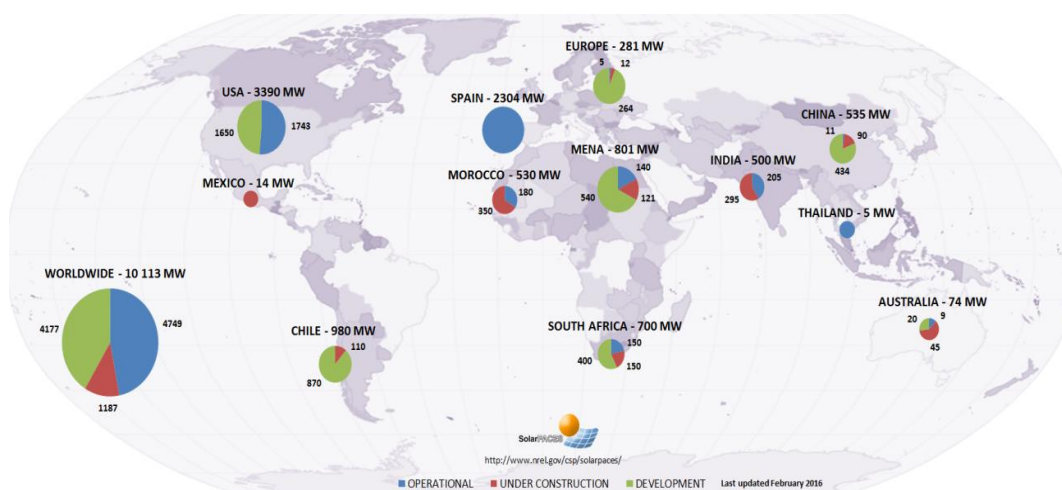
Incluso instituciones tan relevantes como la Agencia Internacional de la Energía pronostican que esta tecnología producirá en torno al 10% de la electricidad mundial en 2050.

Respecto al I+D, distintas instituciones sugieren que es necesario aumentarlo. Muchas tecnologías deben ser comprobadas aún para poder comercializarlas y además, muchas tecnologías en fase industrial deben ser mejoradas.

Algunas de las mejoras que son necesarias realizar en las tecnologías de colectores solares son:

- Reducción de los costes del campo solar.
- Aumento de la eficiencia.
- Reducción de los costes de operación y mantenimiento, aumentando las horas de producción de la planta.
- Mejora de los sistemas de almacenamiento.

Mundialmente, se trabaja en estas mejoras, para poder hacer uso de esta energía solar. Actualmente, en el mundo el panorama de desarrollo de esta energía se puede observar en la Figura 11.



**Figura 11:** Desarrollo actual de la tecnología de energía termosolar en el mundo según las zonas en operación, construcción y desarrollo. [40]

Las zonas de mayor irradiación son en general desérticas o están poco pobladas y se baraja la idea de extraer energía solar de forma masiva de los desiertos para su consumo en las zonas pobladas desde hace ya mucho tiempo.

Existen dos grandes proyectos destinados a materializar esta idea, ambos emprendidos por El Club de Roma. Nos referimos a El Plan Solar Mediterráneo y al proyecto Desertec, ambos con objetivo de desarrollarse en Europa y en el norte de África.

El objeto de ambos proyectos es, por un lado, crear sistemas de transmisión eléctrica de corriente continua y alto voltaje que conecten las orillas norte y sur del Mediterráneo y, por otro, crear sistemas de producción eléctrica renovable. Fundamentalmente, las centrales serían termosolares, con sistemas de acumulación. No se descartan plantas fotovoltaicas, con precios a la baja, o parques eólicos.

Los países de Medio Oriente y del Norte de África son potenciales productores en este campo de la energía como ya se ha indicado en los párrafos anteriores, y a pesar de su creciente demanda de energía eléctrica, la producción excede sus necesidades actuales y también futuras. Consecuentemente, multinacionales e instituciones europeas, y en menor medida los gobiernos regionales, están impulsando el desarrollo de infraestructuras que promuevan el desarrollo casi ilimitado de esta tecnología.

Para concluir podemos darnos cuenta que tras un siglo de evoluciones y paradas en este campo, todo indica que este es el momento de auténtico despegue de esta tecnología. Su desarrollo e implantación generaría un porcentaje significativo en relación a la energía mundial consumida, de forma limpia y bajo demanda gracias a su capacidad de almacenamiento y/o hibridación.

Para que se consiga implantar y que suponga un porcentaje significativo del consumo energético mundial se precisa un apoyo sostenido y continuados durante al menos una década para conseguir que la tecnología alcance la madurez que ya han alcanzado otras tecnologías de energía renovable, como la eólica.

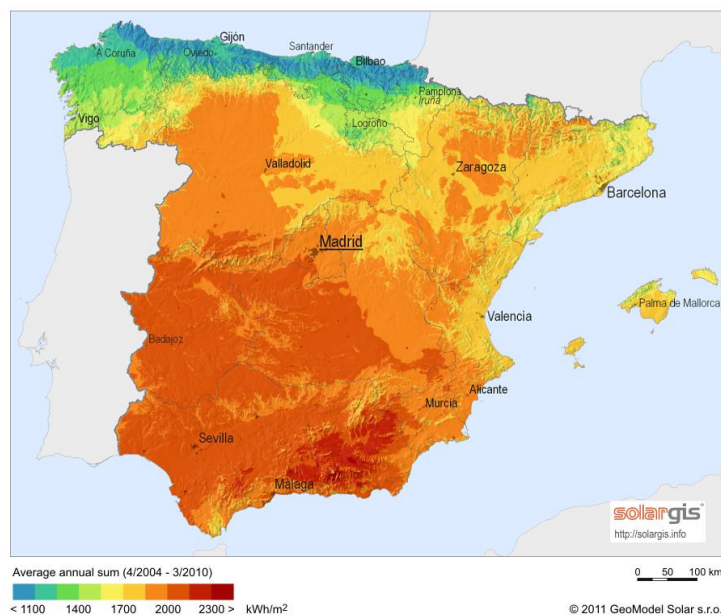
## 2.5.-LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA

En los últimos años la energía solar termoeléctrica ha crecido de manera muy importante en España teniendo un impacto muy fuerte en términos económicos, sociales, medioambientales y de reducción de dependencia energética.

España es uno de los países de Europa con mejores prestaciones para la instalación de centrales termosolares, gracias a la cantidad de radiación que obtiene del Sol. Esto es gracias a que España cuenta con muchas horas de Sol al año y además días claros, sobre todo en la parte sur del país. Además, cuenta con una gran superficie del territorio en la que pueden ser construidas dichas centrales.

La energía aprovechable se mide en términos de irradiación directa normal, que como ya hemos vistos es la energía de los rayos que llegan a la superficie perpendicularmente en un periodo de tiempo determinado. España cuenta aproximadamente con unos niveles normales de radiación directa en torno a los 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/año. En la actualidad, los límites mínimos necesarios para la rentabilidad de una de estas centrales serían algo superiores a los 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/año.

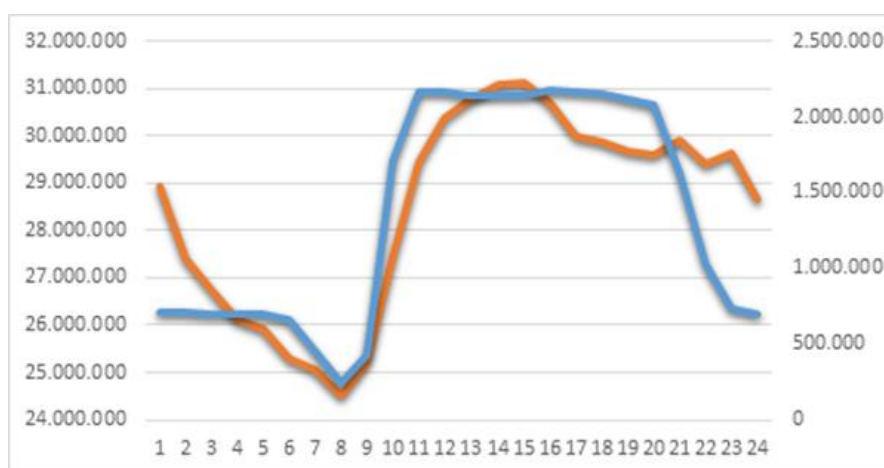
Como se puede ver en la siguiente imagen, la radiación solar en España, y en particular en el sur, es abundante.



**Figura 12:** Mapa de radiación solar en España [40]

Como ya hemos visto, en España se sitúa la Plataforma Solar de Almería, considerada el lugar de referencia de investigación de tecnología solar internacionalmente.

La electricidad generada por una central termoeléctrica, gracias a la gestionabilidad de esta energía, se acopla perfectamente a la curva de la demanda eléctrica un día cualquiera. Las curvas de la figura siguiente podrías corresponder con un día cualquiera debido a que gracias a los avances en almacenamiento, en invierno podría cubrirse parte de la demanda.



**Figura 13:** curvas de la demanda eléctrica y la generada por una central termosolar en España [19]

Se puede considerar que España tiene el liderazgo de esta tecnología. El fomento de esta tecnología se ha visto impulsado gracias a la creación del Mecanismo de Transferencia Estadística de Energías Renovables y del Plan Solar del Mediterráneo.

Por una parte, la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo estableció el Mecanismo de Transferencia Estadística de Energías Renovables con la intención de fomentar el uso de energía procedente de fuentes renovables. Con este mecanismo se pretende facilitar la posibilidad de que diferentes países puedan cooperar para producir energía renovable. Gracias a él, España podría ser la principal potencia en exportación de energías renovables, gracias a que la tecnología necesaria para lograrlo está siendo financiada por países del Norte de Europa.

Por otra parte, durante la celebración de la Cumbre de París en 2015, se presentó el Plan Solar Mediterráneo, con el objetivo de que dicha región mediterránea alcanzara los 20 GW de potencia de energías renovables para el año 2020. De estos 20 GW se propuso que 10-12 GW fueran cubiertos con energía solar térmica y el resto con fotovoltaica y eólica. Estos objetivos fueron fijados bajo el hecho de que la zona mediterránea goza de una intensa radiación solar que no está siendo aprovechada lo suficiente ya que principalmente se abastece de combustibles fósiles.

La industria solar termoeléctrica española mantiene su liderazgo mundial año tras año. Esto es gracias a que de los 6.500 MW que hay instalados o construido en todo el mundo, el 75% tiene participación española, ya sea en la promoción, construcción, ingeniería o suministro de componentes.

Actualmente en España hay 50 centrales en operación que suman 2.300 MW de potencia, siendo este país el mercado con mayor capacidad operativa del mundo. De esos 2.3 GW de energía, 2.222,5 MW se obtienen a partir de 45 plantas que utilizan tecnología de colectores cilindro parabólicos; 50 MW con 3 plantas de tecnología de receptor central; y el resto con 2 plantas que utilizan la tecnología Fresnel.

De las 50 centrales en operación, 20 disponen de sistemas de almacenamiento, mientras que las 30 centrales restantes garantizan su gestionabilidad por medio de sistemas de hibridación con gas natural o con biomasa.

La Figura 14 muestra la localización de las plantas españolas. Como puede verse casi todas están situadas en la zona sur del país, que como ya hemos visto en la Figura 12, la que obtiene mayor radiación. Más detalladamente, la solar termoeléctrica concentra su potencia instalada en seis comunidades autónomas: Andalucía, 997 MW; Extremadura, 849 MW; Castilla-La Mancha, 349 MW; Comunidad Valenciana, 50 MW; Murcia, 31 MW; y Cataluña, 23 MW.



**Figura 14:** Mapa de las distintas centrales termosolares en España [19]

Durante el año 2014, la aportación al PIB del sector solar termoeléctrico se situó en los 1.309 millones de euros. A la contribución directa corresponden 1.024 millones, más del 78% del total y a la contribución inducida, 285 millones.

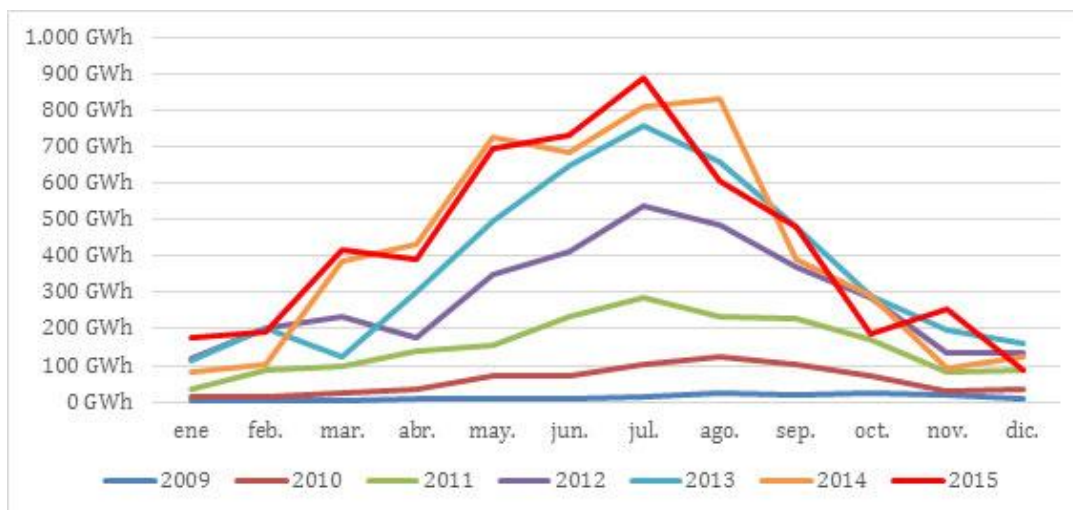
Con relación al año 2013, la contribución al PIB se vio disminuida en 763 millones de euros, siendo la menor aportación total al PIB en los cinco años anteriores. Esto fue debido a que tras la finalización de las centrales que estaban en construcción en 2013, no se inició ninguna nueva, posiblemente por la crisis económica que ha sufrido el país.

La generación del sector termoeléctrico alcanzó los 5.113 GWh en 2015, cubriendo el 2.1% de la demanda total de electricidad del año. La termoeléctrica incrementó su generación con relación al año 2014.

En el pasado año, durante el mes de Julio, se alcanzó el record de producción histórica llegando casi a los 900 GWh, como se puede observar en la Figura 15. También puede observarse en que la producción termosolar ha ido aumentando en los últimos años a medida que ha aumentado el parque generador y conforme se ha mejorado en la operación de las centrales.

La producción se ajusta perfectamente a la demanda y cubre los picos gracias a la gestionabilidad, como ya se ha explicado anteriormente.





**Figura 15:** Producción termosolar española [19]

Respecto a los empleos que genera esta tecnología, en el año 2014 se contaba con 5.404 empleos de los cuales 3.132 eran directos y 2.272 indirectos. El número de empleos que aporta la solar termoeléctrica, se vio disminuido en relación a 2013 en un 62% sólo en un año, con la pérdida de 8.820 puestos. Al finalizarse las construcciones de las centrales termoeléctricas, las cuales requieren un gran número de mano de obra, estos puestos se perdieron.

Respecto a los planes de fomento y desarrollo de las energías renovables, España tenía el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, en el cual se establecía como objetivo alcanzar en el año 2010 una contribución a la demanda del 12%, procedente de las energías renovables. En el caso concreto de la energía solar, el Plan establecía un aumento de la superficie instalada de 4.200.000 m<sup>2</sup> en el periodo 2005-2010 para la solar térmica.

En el PER 2011-2020 se indica como objetivo que la participación eléctrica renovable en el año 2020 debe ser del 20%. A finales del 2014, ninguna tecnología cumplía con los objetivos indicados.

El objetivo para la solar térmica es 644 ktep para 2020, equivalente a una superficie de captadores de 10 millones de m<sup>2</sup>. Debido a la crisis, se ha producido una desaceleración, aunque se espera que a medio plazo la tecnología siga una tendencia ascendente.

La mayoría de Comunidades Autónomas ha desarrollado su propia legislación respecto a la instalación de sistemas de generación de electricidad mediante fuentes renovables. En especial, se ha desarrollado normativa referente a las energías eólica y solar. También se han desarrollado planes estratégicos autonómicos, entre los que destacan el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética o el Plan Energético de Navarra. Los ayuntamientos también tienen potestad para desarrollar normativa relativa a la implantación de aprovechamiento de energías renovables, tanto en edificaciones como en tipos de suelo.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) es la norma estatal que establece el marco normativo general relativo a la implantación de los sistemas de generación de electricidad a través de fuentes renovables en edificios. El CTE es una muestra más del fomento de las energías renovables a través de la normativa, que ha impulsado moderadamente la energía solar térmica de baja temperatura y también de la solar fotovoltaica.

## 2.6.-PRINCIPALES TECNOLOGÍAS

El colector solar es el elemento clave en los sistemas de energía solar. Es la tecnología desarrollo que puede lograr que la captura de la energía solar sea una fuente de energía viable para el futuro.

La función de un colector solar es simple. Éste intercepta la radiación y la transforma en una forma de energía utilizable para cubrir una demanda específica. Los colectores se han clasificado tradicionalmente según su aplicación para baja, media y alta temperatura. Como la frontera entre estas aplicaciones, sobre todo entre las de media y alta temperatura no queda muy clara, se diferencian en función de si producen o no concentración y de la cantidad de ésta.

- **Colectores sin concentración,  $C=1$**

Estos colectores son los que se utilizan para aplicaciones de baja temperatura. Son los más usados debido a su sencillo diseño y funcionamiento. Estos colectores se conocen como colectores planos. Se basan en una placa de material ennegrecido que está orientada para que la energía solar que le llegue se absorba y caliente la placa. El calor se transfiere a través de un líquido que es conducido por tubos hasta donde es requerido. Se suele colocar una o varias placas de vidrio para disminuir las pérdidas de calor con la atmósfera y del mismo modo se pone aislamiento opaco alrededor de la parte trasera de la placa de absorción. Hay varios modelos de colectores planos.

Tipos: no vidriados, placa plana, avanzados (superficie selectiva, colectores evacuados, tubos de vacío)

La ventaja de los colectores de placa plana es que no solo absorben la energía que viene directa del sol, también la energía solar que se ha dispersado por el cielo y se ha reflejado desde el suelo.



**Figura 16:** Colectores de placa plana [25]

- **Colectores con concentración,  $C > 1$**

Se usan cuando se necesitan temperaturas altas. La energía solar que cae sobre una gran superficie reflectante se refleja en un área más pequeña antes de que se convierta en calor. De este modo la superficie de absorción de la energía concentrada es más pequeña que la superficie de captura de la energía, pudiéndose alcanzar temperaturas más elevadas antes de las pérdidas de calor debidas a radiación y convección de la energía que se ha recogido.

La mayoría de los colectores de concentración sólo pueden concentrar la radiación paralela que viene directamente desde el disco del sol y deben seguir la trayectoria del sol a través del cielo. Normalmente se usan cuatro tipos: cilindro-parabólicos, lentes Fresnel, discos parabólicos y receptor central. Según su concentración se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Sistemas cilindro-parabólicos y discos Fresnel →  $C=30-90$
- Sistemas de receptor central (o torre de potencia) →  $C=200-2000$
- Discos parabólicos (o discos Stirling) →  $C=1000-5000$

También pueden clasificarse de otra manera. Se pueden diferenciar dos grupos entre las cuatro tecnologías. El primero es el que utiliza las tres dimensiones para dirigir la radiación hacia un único punto y en este grupo se incluirían los discos parabólicos y los de receptor central. El segundo sólo usa dos direcciones y dirige la energía hacia una línea e incluiría a los receptores cilindro-parabólicos y las lentes Fresnel.



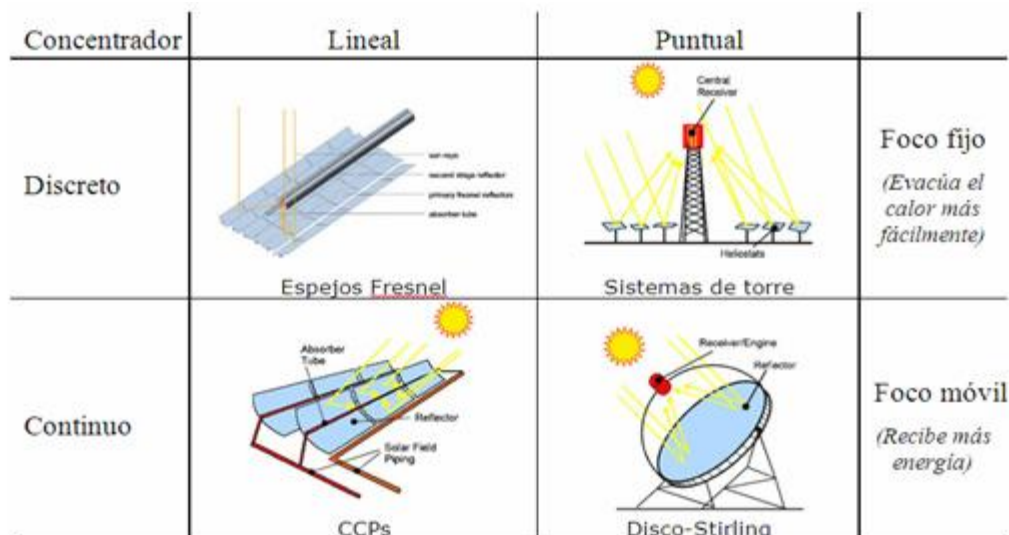


Figura 17: Tecnologías de concentración [25]

### 2.6.1.- CAPTADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Este sistema está compuesto por un canal cilindro-parabólico formado por espejos captadores que concentra la radiación solar incidente en una línea que recorre la longitud del canal y que corresponde con la línea focal de la parábola. A lo largo de esta línea se coloca un tubo, el receptor, por el que circula el fluido de transferencia de calor, absorbiendo la radiación solar concentrada y calentando el fluido de su interior. El fluido de trabajo suele ser aceite sintético. Debido a que el área superficial del tubo receptor es más pequeño comparado con el área de captura del canal parabólico (apertura), las temperaturas pueden alcanzar los 400°C sin grandes pérdidas de calor. El fluido caliente se utiliza posteriormente para:

- Generar vapor

Este aceite es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor se convierte en energía eléctrica mediante una turbina de vapor convencional que acciona un generador que inyecta la energía eléctrica a la red.

Existe la posibilidad de que la energía térmica genere el vapor directamente en el campo solar, siendo innecesarios los intercambiadores de calor y el uso de otros fluidos.

- Calentar un sistema de almacenamiento.

A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía también en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la opción más utilizada es el uso de un tanque de sales fundidas que acumula la energía para ser utilizada en otro momento.



**Figura 18:** Colectores cilindro-parabólicos de la planta Valle 1 y Valle 2. [24]

Las filas de concentradores en estas centrales suelen tener una orientación norte-sur para maximizar la cantidad de energía recogida durante todo el año, ya que con un sistema de un único eje puede ajustarse su inclinación de este a oeste durante el día, lo cual asegura una incidencia más favorable de la irradiación directa del sol a los espejos.

Los componentes de esta tecnología se detallan en el capítulo 3 apartado 2.

En la actualidad se trata de la tecnología más extendida a nivel mundial. También permite soluciones sencillas de hibridación con otras tecnologías, pudiéndose utilizar combustibles fósiles o biomasa para producir electricidad cuando este sistema no pueda cumplir con la demanda requerida.

El rendimiento en relación con la radiación solar directa y la producción de electricidad de las plantas de concentradores parabólicos se encuentra en la actualidad en el rango 12-14% y su factor de capacidad está en el 25%.



**Figura 19:** Esquema del sistema de colectores cilindro parabólicos [7]

### 2.6.2.-CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL

Un concentrador de lentes Fresnel, usa la refracción en vez de la reflexión para concentrar en un punto la energía solar incidente en la superficie de las lentes. Son desarrollos más recientes, aunque mantienen la misma filosofía de los colectores cilindro-parabólicos. En este caso, el tubo absorbedor permanece inmóvil y son los espejos, situados en el suelo, los encargados de mantener el enfoque y concentrar la radiación solar sobre el receptor. Las lentes también se colocan en filas, pero en este caso son planas o con una curvatura muy pequeña. Estos giran alrededor de su eje mayor (un solo eje de seguimiento), siguiendo al sol y focalizando su radiación en un receptor fijo, movida cada lama por un pequeño motor paso a paso.

La principal ventaja de esta tecnología es que se facilita la generación directa de vapor, principalmente por tener el tubo absorbedor fijo, eliminándose la necesidad de fluidos para la transferencia de calor y los intercambiadores de calor.



**Figura 20:** Sistema con lentes Fresnel [19]

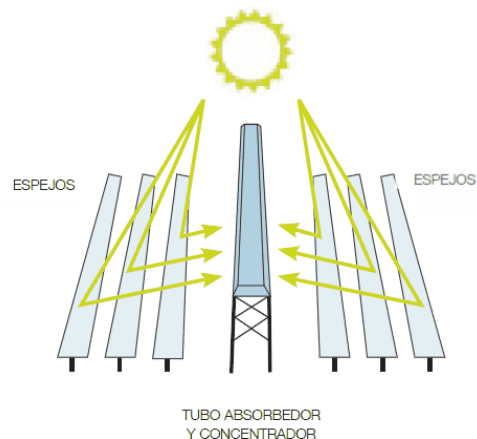
En la actualidad esta tecnología se encuentra menos extendida, ya que el nivel de concentración y por tanto la temperatura que alcanza el fluido, es inferior a las otras tecnologías y resulta más difícil incorporar sistemas de almacenamiento. Su desarrollo dependerá de la capacidad de reducir los costes de inversión y de generación a fin de ser competitivos ante su menor rendimiento: se estima que los costes deberían ser un 40% inferiores a los de canal parabólico para poder ser competitivos con esa tecnología.

Las ventajas respecto a los cilíndrico-parabólicos son:

- Menor superficie al viento.
- Con el receptor fijo no es necesario el uso de las juntas rotativas como en los colectores cilindros parabólicos.
- La ocupación del terreno es aproximadamente la mitad.
- Se elimina el generador de vapor al utilizarse agua como fluido calo-portante y produciéndose directamente vapor en el tubo.
- Las estructuras portátiles son sencillas y de fácil instalación y las cimentaciones son más pequeñas.

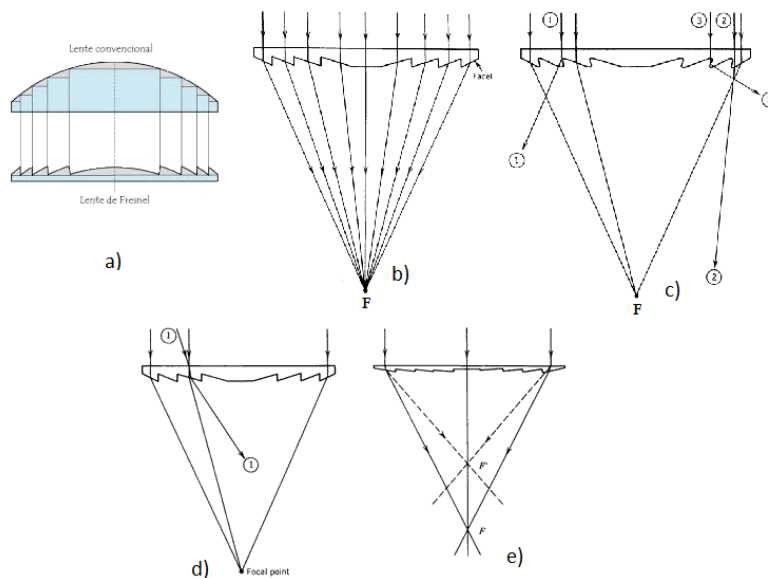
Como desventaja destaca el hecho de que se producen sombras entre las lamas, sobre todo con el sol bajo al amanecer y al atardecer, que reducen su rendimiento entre el 25 y 30%. El bajo rendimiento se compensa con que los costes son muy bajos debido a la sencillez y ligereza del sistema.

Algunos sistemas cuentan con un segundo elemento reflectante con forma de cilindro parabólico, colocado por la parte superior del absorbedor para concentrar aún más los rayos solares en él.



**Figura 21:** Esquema del sistema de concentración de lentes Fresnel [7]

El funcionamiento de las lentes Fresnel es diferente al del resto de espejos. Como es una aproximación plana de una lente curva, éstas están fabricadas con menos material y por tanto pesan menos que una lente curvada normal (Figura 22a). Esto se traduce en un menor coste y en menores pérdidas ópticas. Las lentes Fresnel usan facetas peraltadas para aproximarse a la curvatura de una lente; cuantas más facetas, mejor será la aproximación. La lente Fresnel ideal es la mostrada en la Figura 22b.



**Figura 22:** Lentes Fresnel: a) comparativa, b) ideal, c) puntas romas, d) rayos incidentes desviados, e) rayos refractados desviados [23]

Muchos factores limitan la efectividad de las lentes Fresnel. Por una parte está la necesidad de que las lentes estén afiladas, ya que si el rayo golpea en la parte posterior de la faceta, en la punta o en el valle no se dirige correctamente hacia el receptor y el colector no funciona de forma eficiente (Figura 22c).

Otra característica que limita el funcionamiento de las lentes Fresnel es la reflexión dieléctrica e interna. Esto es debido a que a medida que aumenta el ángulo de incidencia de la luz sobre una faceta, la cantidad de luz reflejada debido a la reflexión dieléctrica aumenta. De esta manera, las facetas de los bordes de las lentes Fresnel son menos efectivas que las facetas cercanas al centro de la lente.

Por último otro factor que limita el uso de la óptica de refracción es la necesidad de realizar un seguimiento de la lente alrededor de dos ejes. Esto es necesario para mantener la imagen concentrada focalizada en un receptor que se fija con respecto a la lente. Por una parte es necesario el uso de al menos un eje de seguimiento debido a que los rayos que llegan inclinados, al refractarse se desvían (Figura 22d). Y el otro eje de seguimiento es necesario debido a que a veces el rayo incidente se inclina a lo largo del eje lineal de la lente, creándose una nueva línea focal que está por encima de la línea focal normal (Figura 22e).

### **2.6.3.-CENTRALES DE TORRE O DE RECEPTOR CENTRAL**

Estos sistemas se componen de un campo de espejos, llamados heliostatos, que reflejan la radiación solar hasta 600 veces sobre un receptor que está colocado en la parte más elevada de una torre. Esta radiación calienta el receptor y por tanto, el fluido de trabajo que circula por los tubos que lo componen. Se genera electricidad gracias al movimiento de una turbina convencional.

Se pueden destacar tres elementos fundamentales en su funcionamiento: los heliostatos, el receptor y la torre.

Los *heliostatos* tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Se colocan de forma estratégica, de forma que exista un compromiso entre el rendimiento energético y el económico. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que les sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol. Cada heliostato se mueve sobre dos ejes a lo largo del día, el azimutal y el de elevación, para mantener la imagen del Sol reflejada sobre el receptor en lo alto de la torre. El seguimiento tiende a ser óptimo y el ángulo de incidencia tiende a ser cero, lo que consigue un aprovechamiento mayor de la radiación solar directa.



**Figura 23:** Heliostatos de un sistema de receptor central [25]

El *receptor* es el elemento fundamental de esta tecnología, y según el tipo dará lugar a distintas configuraciones. Transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.

Los fluidos de trabajo son típicamente vapor de agua o aire presurizado. Esta última opción podría abrir las puertas a la utilización de ciclos combinados de turbina de gas y turbina de vapor. También se pueden usar sales fundidas como fluido de trabajo.

Se pueden distinguir distintos tipos de receptores:

- Por una parte están los de tubos, que a su vez se pueden clasificar de dos maneras: externos o de cavidad. En los *receptores externos*, los paneles se ven expuestos al efecto del viento y a mayores pérdidas térmicas por radiación hacia el exterior; mientras que en los *receptores de cavidad*, al estar los paneles dentro de una cavidad están más protegidos del ambiente y reducen las pérdidas.
- Por otra parte también hay que destacar los *receptores volumétricos*, lo cuales absorben la radiación solar a través de una matriz porosa por la que circula el fluido de trabajo, reduciendo las temperaturas de trabajo.
- Por último, cabe destacar los *receptores de lecho fluido*, cuyo uso es más adecuado para la química solar que para la generación de electricidad. Su superficie receptora son partículas refractarias en contacto directo con el fluido de trabajo.

La *torre* sirve de soporte al receptor, que se sitúa a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.



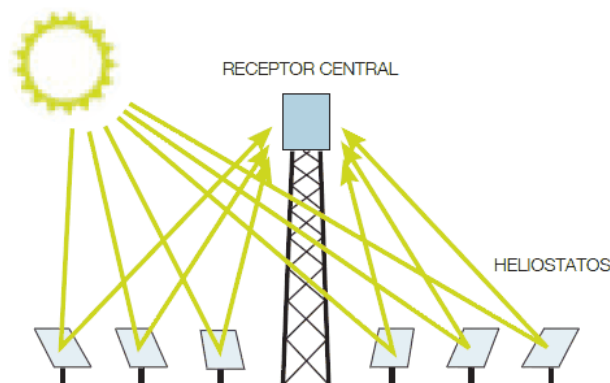
**Figura 24:** Planta Gemosolar de receptor central [24]



Esta tecnología de concentración puede alcanzar temperaturas de trabajo de entre 500-600°C en los receptores más normales, hasta 1000-1400°C en los receptores volumétricos más avanzados.

Las altas temperaturas que se pueden alcanzar permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25% en la transformación de radiación solar a electricidad; y facilitan la capacidad de almacenamiento disminuyendo el volumen necesario.

En la actualidad la solución más utilizada para el almacenamiento es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento.



**Figura 25:** Esquema de un sistema de receptor central [7]

#### 2.6.4.- DISCO PARABÓLICO O STIRLING

Los sistemas de disco parabólico funcionan utilizando como concentrador un único disco parabólico de grandes dimensiones. Éste concentra la radiación solar incidente en su área de apertura en un punto, el cual corresponde al foco de la parábola. En ese punto se encuentra el receptor, el cual concentra la radiación y la convierte en calor. Acoplado se coloca un motor Stirling, el cual funciona con un fluido de trabajo que ha sido calentado gracias al calor generado en el receptor solar. El sistema gira siguiendo al sol mediante dos ejes para concentrar la mayor cantidad de rayos posibles. Con este sistema se alcanzan altas relaciones de concentración, y por tanto, se alcanzan altas temperaturas. Esta es la tecnología más eficiente pero también, la más costosa.



**Figura 26:** Colectores de disco parabólicos con dos ejes de seguimiento [19]

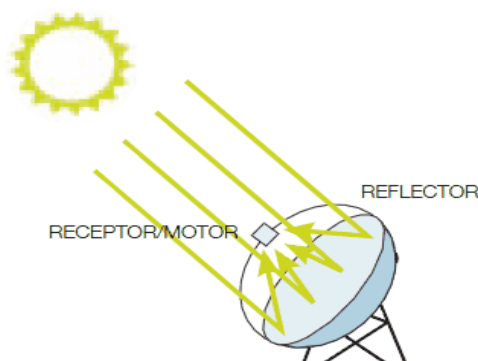
Se pueden distinguir los siguientes componentes:

- Concentrador parabólico: Su función es reflejar y concentrar la radiación directa en un foco. Suelen estar formados por segmentos individuales fabricados en resina de vidrio, que a su vez montados forman la estructura parabólica. Hay varios modelos de estructuras y tecnologías de reflexión y concentración.
- Receptor: Es el enlace entre el concentrador y el motor Stirling. Es una cavidad aislada que contiene tubos o cualquier otro dispositivo de transferencia de calor. Sus funciones son absorber tanta radiación solar reflejada por el concentrador como sea posible, y transferir esta energía absorbida al motor Stirling en forma de calor, a través de un gas. Esto se debe cumplir intentando tener las menores pérdidas de calor posibles. Los receptores pueden ser del tipo *sólo-solar*, los cuales únicamente pueden actuar entre la salida y puesta del sol; o *híbridos*, que incorporan además un quemador de gas para funcionar el resto del día.
- Motor Stirling: Se utiliza como transformador termomecánico conectado a un alternador. Destacan dos propiedades. La primera es la flexibilidad que presenta a la hora de trabajar con distintas fuentes de calor, permitiendo por tanto la posibilidad de trabajar de forma híbrida. La segunda es la elevada vida media que posee en condiciones de operación, debido sobre todo a la disminución notable de la suciedad interna en rodamientos y pistones producida al quemar combustibles, ya que con la energía solar no es necesario durante el día. El motor Stirling consta de dos cilindros, uno en el foco frío y el otro en el caliente, unidos por un conducto. El gas de trabajo se mueve entre el cilindro caliente, que es el que recibe la radiación, y el cilindro frío por medio de un juego de pistones y bielas unidas a un volante común. El fluido de trabajo es un gas calentado, generalmente helio o hidrógeno aunque también pueden usarse nitrógeno y aire. Este gas genera energía mecánica en su eje.
- Sistema de seguimiento: Se utiliza un sistema a dos ejes, con además de poder seguir al sol según el eje azimutal y de elevación, pueden seguir al sol según las coordenadas horarias, es decir, según el eje de inclinación y del ángulo horario.

Como ventaja frente a los diseños habitualmente empleados por las otras tipologías, los discos parabólicos eliminan la necesidad de utilizar agua en la generación de energía, usando sistemas de refrigeración secos.

Como desventaja está el hecho de que se trata de equipos individuales, y por tanto a día de hoy no son muy adecuados para utilizarlos en grandes centrales, pero sí podrían suponer una solución para la generación distribuida al ser modulables y más fáciles de localizar en terrenos no planos.





**Figura 27:** Esquema del sistema de colectores de disco parabólico [7]

### 2.6.5.-COMPARATIVA ENTRE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS

Con el fin de poder hacer un resumen de las diferentes tecnologías se ha elaborado una tabla que compone lo más relevante de cada una.

	Colectores cilindro-parabólicos	Centrales de torresj o receptor central	Disco parabólico	Concentradores lineales Fresnel
Tipo de foco	Lineal	Puntual	Puntual	Lineal
Tipo de receptor	Móvil	Fijo	Móvil	Fijo
Eficiencia (%)	10-25	10-25	16-29	9-17
Temperaturas (°C)	350-400	250-565	750-800	270-500
Factor de concentración	50-90	200-2000	1000-5000	30-50

**Tabla 1:** Comparativa de tecnología de energía termosolar.

### 2.6.6. VENTAJAS DEL USO DE LA ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN

El funcionamiento de cualquier colector de energía solar térmica puede ser descrito a partir de un balance de energía entre la energía solar absorbida por el colector y la energía térmica perdida desde el colector hacia el ambiente. Si no se ponen medidas para evitar las pérdidas, estas son iguales a la energía solar absorbida.

La temperatura del recibidor aumenta hasta que las pérdidas de calor por convección y radiación igualan a la energía solar absorbida. La temperatura a la que ocurre esto es conocida como la *temperatura de estancamiento del colector*.

Por lo tanto para evitar grandes pérdidas de calor y disminuirlas al máximo es necesario que el colector opere a una temperatura cercana a la ambiente (como por

ejemplo usando colectores de placa plana de baja temperatura) o construyendo un colector de tal manera que las pérdidas de calor a elevadas temperatura se reduzcan.

La forma más común de reducir las pérdidas de calor del receptor a altas temperaturas es reduciendo el tamaño de la superficie caliente, ya que la pérdida de calor es directamente proporcional al área superficial caliente. Con la reducción de las pérdidas de calor, los colectores de concentración pueden operar a temperaturas elevadas y aún proporcionar cantidades significativas de energía térmica útil. Es decir, se puede llegar a alcanzar un compromiso termodinámico entre la temperatura y la aplicación.

También hay que destacar que el hecho de utilizar recubrimientos selectivos y aplicar vacío en los receptores reduce las pérdidas, mejorando la eficiencia y haciéndolos viables económicamente.

Otra ventaja del uso de sistemas de concentración es que, en general, la superficie reflectora es normalmente menos cara que la absorbedora (receptor). De este modo, se ahorra en gastos de material, ya que el campo de colectores estará formado en su gran mayoría del material reflector y en una minoría del absorbedor.

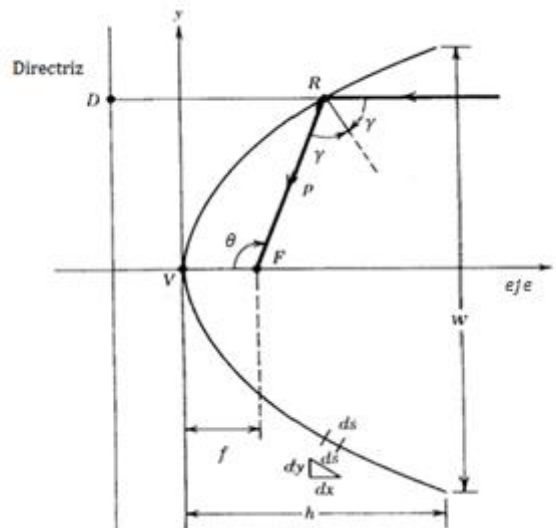
En cuanto a inconvenientes se puede encontrar la necesidad del uso de sistemas de seguimiento solar, ya que los colectores concentradores deben seguir al sol a través del cielo. También cabe destacar que las superficies reflectantes pierden sus propiedades con el tiempo y es necesario que se les aplique un mantenimiento periódico de limpieza.

### 3.-CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

#### 3.1.-LA PARÁBOLA

La parábola y las propiedades que ésta compone son el elemento fundamental del funcionamiento de los colectores cilindro parabólicos. Aunque la parábola es estudiada como una curva plana conocida como la gráfica de una función polinómica de segundo grado  $y = f(x) = ax^2 + bx + c$ , se puede adoptar otro punto de vista.

Una parábola es el lugar geométrico de un punto que se mueve de manera que sus distancias desde una línea fija llamada directriz y un punto fijo llamado foco son iguales. También se puede definir como el lugar geométrico de los puntos del plano que equidistan de un punto fijo (foco). La línea perpendicular a la directriz que pasa por el foco  $F$  se conoce como eje de la parábola o eje focal. La parábola se cruza con este eje en un punto  $V$ , el vértice, que está a medio camino exactamente entre el foco y la directriz.



**Figura 28:** Parábola y sus características [23]

Hay que tener en cuenta entre las propiedades de una parábola, como ya he mencionado antes, que la longitud desde el foco  $F$  al punto  $R$  es igual a la longitud del punto  $R$  al punto genérico perteneciente a la directriz,  $D$ .

$$d(F, R) = d(R, D) \quad (5)$$

Si se toma como origen el vértice  $V$ , y el eje  $x$  a lo largo del eje de la parábola, la ecuación de la parábola es:

$$y^2 = 4fx \quad (m^2) \quad (6)$$

Donde  $f$ , la longitud focal, es la distancia  $|VF|$  desde el vértice hasta el foco. Cuando el origen está desplazado hasta el foco  $F$  como se hace en numerosos estudios ópticos, con el vértice a la izquierda del origen, la ecuación de la parábola es:

$$y^2 = 4f(x + f) \quad (m^2) \quad (7)$$

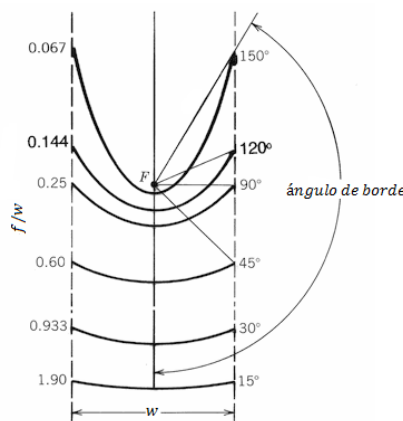
A veces en estudios solares, es más útil para definir la curva de la parábola, poner el origen en  $F$  y en términos del ángulo  $\theta$  en coordenadas polares con origen en  $F$ . El ángulo  $\theta$  se mide desde la distancia focal,  $f$ , en sentido contrario a la agujas del reloj; y el radio de la parábola  $p$ , es la distancia desde el foco  $F$  a la curva. Cambiando el origen al foco  $F$  y usando las coordenadas polares tenemos:

$$p = \frac{2f}{1 + \cos \theta} \quad (m) \quad (8)$$

La forma parabólica es la utilizada como la superficie reflectante de colectores de concentración solar porque ésta tiene la propiedad de, para cualquier línea paralela al eje de la parábola, el ángulo  $\gamma$  entre ésta y la normal a la superficie es igual al ángulo entre la normal y una línea al punto focal. Debido a que la radiación solar llega a la tierra en su mayoría como rayos paralelos y mediante la ley de Snell el ángulo que se refleja es igual al de incidencia, toda la radiación paralela al eje de la parábola se reflejará en un punto simple  $F$ , que es el foco. En la figura 22, con una inspección cuidadosa, se ve que lo siguiente es cierto:

$$\theta = 2\gamma \quad (9)$$

Las expresiones generales dadas hasta ahora para la parábola definen una curva de extensión infinita. Los concentradores solares utilizan una parte truncada de esta curva. La extensión de este truncamiento se define generalmente en términos del ángulo de borde  $\theta_{rim}$  o de la relación de la longitud focal de diámetro de apertura  $f/w$ . La escala (tamaño) de la curva se especifica a continuación, en términos de una dimensión lineal tal como el ancho de apertura,  $w$ , o la longitud focal,  $f$ . Esto es fácilmente evidente en la Figura 23, que muestra diversas parábolas finitas que tienen un foco común y el mismo ancho de la apertura.



**Figura 29:** Segmentos de parábolas que tienen el mismo foco común,  $F$ , y el mismo ancho,  $w$ . [23]

Se puede ver que una parábola con un ángulo de borde menor es relativamente plana y la longitud focal es larga comparada con este diámetro de apertura.

La superficie formada al mover la parábola a lo largo del eje normal respecto a su plano se llama cilindro-parabólica. Los concentradores solares con este tipo de superficie reflectante se conocen normalmente como canales parabólicos por su apariencia, o concentradores de línea focal porque el foco de la parábola describe una línea en esta geometría. Cuando el plano que contiene los ejes de la parábola está alineado paralelamente a los rayos del Sol, los rayos se focalizan en la línea focal.

Para hallar los parámetros importantes en el estudio de un colector cilindro-parabólico, es necesario desarrollar el concepto de la equidistancia en la parábola.

$$|RF| = |RD| \quad (10)$$

Y tomando como referencia la figura 24,

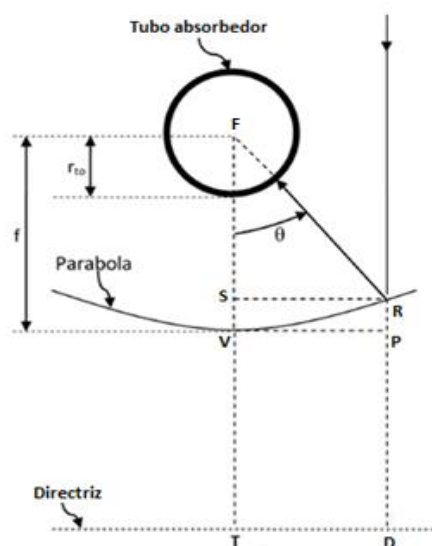
$$|VF| = |VT| = f \quad (11)$$

De tal forma que,

$$|FT| = |FV| + |VT| \quad (12)$$

Usando las ecuaciones (A2) y (A3) nos dan

$$|FT| = f + f = 2f \quad (13)$$



**Figura 30:** Geometría de la parábola [1]

Como se puede comprobar en la figura 24,

$$|FT| = |FS| + |ST| = |FS| + |RD| \quad (14)$$

Y uniendo las ecuaciones (A1) y (A5) obtenemos,

$$|FT| = |FS| + |RF| \quad (15)$$

A esta última ecuación (A6) la combinamos con la (A4) y tenemos la siguiente,

$$|FS| + |RF| = 2f \quad (16)$$

Usando el triángulo de ángulo correcto  $\widehat{FSR}$ , la ecuación (A7) se convierte en

$$\frac{|SR|}{\tan \theta} + \frac{|SR|}{\sin \theta} = 2f \quad (17)$$

Así,

$$|SR| = \frac{2f \sin \theta}{1 + \cos \theta} \quad (18)$$

A partir de estas deducciones podemos obtener la distancia focal  $f$  y el ángulo hasta el cual la circunferencia del tubo absorbedor no recibe flujo solar debido a la sombra proyectada por el tubo en el reflector,  $\theta_{shd}$ .

Para la distancia focal, tomamos como distancia  $|SR|$  la mitad del ancho de apertura,  $w/2$ , y el ángulo de valor ángulo de borde,  $\theta_{rim}$ .

$$f = \frac{w}{4 \tan \left( \frac{\theta_{rim}}{2} \right)} \quad (19)$$

Para obtener el ángulo  $\theta_{shd}$ , hay que tener en cuenta que en este caso la distancia  $|SR|$  toma el valor del radio exterior del tubo absorbedor y el ángulo es el que buscamos.

$$\theta_{shd} = 2 \cdot \tan^{-1} \frac{1}{4(f/w)} \quad (20)$$

La altura de la curva,  $h$ , se puede definir como la distancia máxima desde el vértice hasta la línea trazada a través de la apertura de la parábola. En términos de la longitud focal y del ancho de apertura, la altura de la parábola es:

$$h = \frac{w^2}{16f} \quad (21)$$

De una forma similar, el ángulo de borde se puede hallar en términos de las dimensiones de la parábola.

$$\tan \theta_{rim} = \frac{1}{\left(\frac{w}{8h}\right) - \left(\frac{2h}{w}\right)} \quad (22)$$

También se puede obtener a partir de otras ecuaciones utilizando el principio de equidistancia de la parábola y la relación de  $f/w$ , todas ellas válidas, pero que a simple vista nos sería difícil comparar

$$\tan \theta_{rim} = \frac{(w)}{2(f/w)^2 - \frac{1}{8}} \quad (23)$$

$$\tan\left(\frac{\theta_{rim}}{2}\right) = \frac{1}{4(f/w)} \quad (24)$$

$$\frac{f}{w} = \frac{1 + \cos \theta_{rim}}{4 \sin \theta_{rim}} \quad (25)$$

Otra propiedad de la parábola, que puede ser de uso para la comprensión del diseño de un concentrador solar es la longitud del arco de la parábola,  $s$ . Esta se puede encontrar para una parábola en particular a partir de la ecuación (6), mediante la integración de un segmento diferencial de esta curva y cuyos límites sean  $x = h$  e  $y = w/2$  como se ve en la figura 22. El resultado es:

$$s = \left[ \frac{w}{2} \sqrt{\left(\frac{4h}{w}\right)^2 + 1} \right] + 2f \ln \left[ \frac{4h}{w} + \sqrt{\left(\frac{4h}{w}\right)^2 + 1} \right] \quad (26)$$

El área de la sección transversal del espacio encerrado entre la parábola y una línea a través de su apertura y normal al eje está dada por:

$$A_x = \frac{2}{3}wh \quad (27)$$

Esta área no debe confundirse con el área de la superficie reflectora del canal o disco parabólico o sus áreas de apertura.

Para un cilindro parabólico de longitud  $l$ , y teniendo las dimensiones de la sección transversal mostradas en la figura 22, el área de la apertura del colector es:

$$A_{\text{apertura}} = l \cdot w \quad (28)$$

El área de la superficie reflectora se halla usando la longitud del arco que hemos hallado en la ecuación (s)

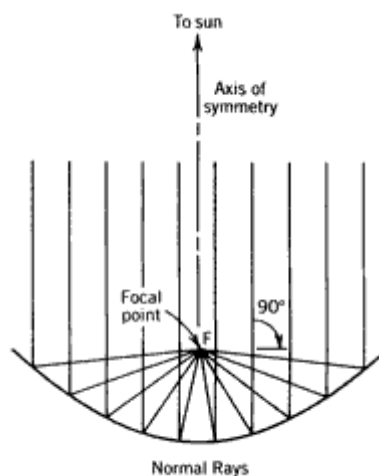
$$A_s = l \cdot s \quad (29)$$

Una vez conocidas las características de la parábola vamos a entender cómo se produce la reflexión de los rayos del Sol. Aplicamos las características de la parábola al canal parabólico.

Los rayos solares inciden paralelos al espejo parabólico de dos dimensiones que se muestra en la Figura 30. La característica de este espejo en la concentración de los rayos paralelos de luz que inciden normales a la apertura del reflector es:

- Todos los rayos reflejados desde el espejo parabólico, cuando son paralelos al eje de simetría, interseccionan en un punto.

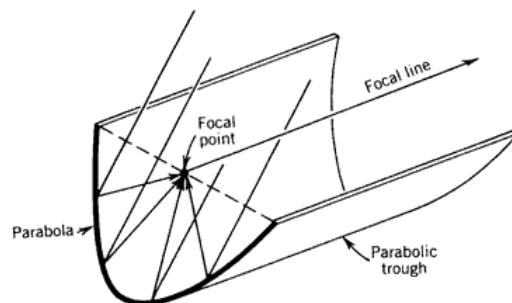
Un espejo parabólico no es simétrico al rotar sobre su foco. Si el haz incidente de rayos paralelos está desviado aunque sea un poco de la normal a la apertura del espejo, se produce la dispersión del haz, resultando en la difusión de la imagen en el foco, es decir, en la divergencia de los rayos. Para un espejo parabólico que focaliza con precisión, por lo tanto, se debe realizar un seguimiento con exactitud del movimiento del Sol para mantener el eje (o plano) de simetría paralelo a los rayos incidentes del Sol.



**Figura 31:** Rayos paralelos al eje normal de la parábola. [23]



Los requerimientos del seguimiento de los cilindros o canales lineales son similares a los de los espejos de dos dimensiones discutidos anteriormente.



**Figura 32:** Canal parabólico con línea focal. [23]

Un cilindro parabólico como el de la Figura 32 tiene una línea focal y debe ser seguido sobre este eje lineal para mantener este foco. El ángulo de seguimiento apropiado se define por la orientación del canal, relativa a la posición del Sol. Básicamente, un cilindro parabólico debe realizar un seguimiento alrededor de su eje lineal de manera que cuando los rayos del Sol se proyectan en el plano de curvatura, estos son normales a la apertura del canal.

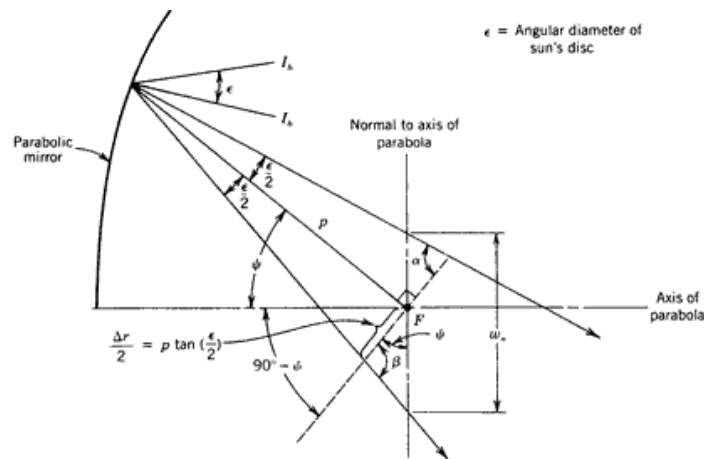
Como la traslación lineal no introduce curvatura a lo largo del eje de traslación, el canal no necesita ser seguido en esta dirección para mantener el enfoque. El efecto neto del ángulo de incidencia no normal en el cilindro parabólico (asumiendo que el canal es seguido para satisfacer los requerimientos de focalización) es que el haz reflejado se traslada simplemente a lo largo, todavía focalizado, del tubo receptor. Como resultado del ángulo de incidencia no normal al canal, el haz reflejado se traslada por el tubo receptor.

Dado que la traslación lineal no introduce desenfoque de la radicación concentrada, la apertura de un canal cilíndrico, no necesita seguimiento en todos los ejes para mantener el enfoque. Sin embargo, el ángulo de borde de un canal parabólico tendrá un plano focal y no una línea. Para evitar un enfoque disperso, los canales cilíndricos tendrán que diseñarse con ángulos de borde pequeños para proporcionar un foco lineal aproximado. La ventaja de la geometría del espejo cilíndrico es que no necesita seguimiento del Sol en cualquier dirección, siempre que se proporcione algún medio para interceptar el foco en movimiento.

El efecto del ángulo de borde en el foco de un canal cilíndrico puede verse observando la trayectoria de un rayo individual, ya que éste entra en la apertura del colector. En este proyecto se estudia el efecto del ángulo de borde, además de otros factores que repercuten en el diseño del colector.

Si no tenemos en cuenta la forma y limitación del sol, se puede considerar que los rayos inciden paralelamente. Esto no es cierto para aplicaciones solares. Debido al

tamaño angular finito del disco solar, los rayos solares que alcanzan el colector no son paralelos. Así, en vez de todos los rayos solares ser reflejados a la línea focal, los rayos reflejados forman una “imagen” de tamaño finito centrada en el foco. La geometría involucrada es la de la Figura 33, donde el tamaño angular del disco solar se denota por  $\epsilon$ .



**Figura 33:** Representación de la imagen del Sol a partir de los rayos reflejados. [23]

El ancho (apertura del haz) de la imagen del Sol reflejada en un plano normal a  $p$  y que pasa a través del foco es:

$$\Delta r = 2p \tan\left(\frac{\epsilon}{2}\right) \quad (30)$$

Esta es la mínima apertura del haz que puede ocurrir. Cualquier error causará una difusión adicional del tamaño de la imagen.

## 3.2.-COMPONENTES

### 3.2.1.-CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA

El elemento responsable de fijar los colectores al suelo de tal manera que soporten el conjunto de cargas para las que fue diseñado es la cimentación. La cimentación se construye de hormigón armado estándar. Las cargas que soporta varían en función de sus dimensiones, sus características estructurales y el terreno donde se van a instalar. Determinando estas características se conoce el peso y las cargas de viento que se puedan producir.

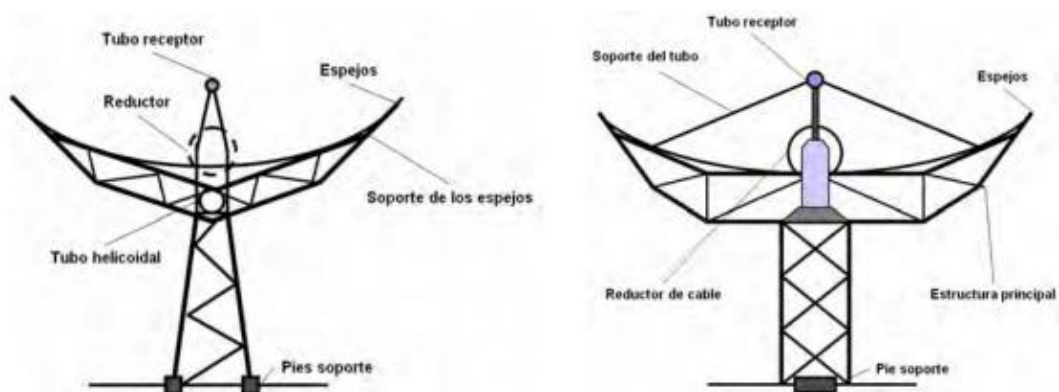
Los colectores se pueden posicionar horizontalmente o utilizando la inclinación natural del suelo. Si los colectores se orientan norte-sur se podrá escoger entre una de estas

dos opciones, pero para el caso de la orientación este-oeste solo pueden colocarse la instalación horizontal. Para realizar la cimentación hay que explanar el terreno y fijar perfectamente las líneas de referencia para asegurar la correcta orientación de cada fila, su perfecta alineación, la separación entre ellas y la separación entre cimentaciones.

La parte del conjunto colector que tiene como función proporcionar la rigidez y estabilidad necesaria, siendo la unión entre el colector y la cimentación, es la estructura. Se construyen de metal, aunque se está investigando la posibilidad de utilizar fibra de vidrio, materiales plásticos o madera. Los apoyos y pilares también son metálicos, aunque se quieren modificar para que sean de hormigón de tal forma que conformen una pieza única formada por la cimentación y los apoyos, utilizando la técnica del pilotaje.

Para la construcción de la estructura de la parábola existen dos técnicas:

- Tubo soporte central (o torque tube): Está basada en un tubo axial que es capaz de aguantar los espejos soportando los perfiles metálicos a los que éstos van sujetos. Este tipo de colectores son de menor tamaño. Sus componentes son diseñados con grandes tolerancias y han de ensamblarse correctamente en el propio campo de colectores para que su comportamiento óptico sea el requerido. Esta técnica es utilizada para la construcción de los colectores LS-1 y LS-2. A partir de esta tipología se ha evolucionado a los colectores Eurotrough, Solargenix, SKAL-ET, etc.
- Espacial (o torque box): Tiene una estructura mayor que la de tubo soporte central. Además, posee un armazón central compuesto por un patrón guía. Se consigue una estructura más ligera y resistente que con tubo soporte central, que es capaz de operar con una gran precisión incluso en condiciones de viento fuerte. Esta técnica es utilizada para la construcción de los colectores LS-3, Senertrough, etc.



**Figura 34:** Secciones transversales de las estructuras tipo LS-2 y LS-3 respectivamente. [25]

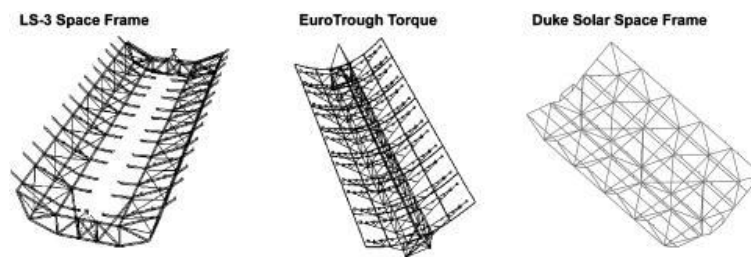
La principal diferencia entre una y otra está en su construcción, ya que la estructura espacial necesita un banco de montaje con mayor precisión para el ajuste de las piezas que la estructura tubo soporte central. Otra diferencia que se puede destacar es en las dimensiones, siendo mayor la espacial. El colector LS-3 tiene una gran capacidad de seguimiento, pero a pesar de esto, su mantenimiento y el rendimiento térmico no han sido tan buenos como los de LS-2 (su antecesor).

Como ya he nombrado, del diseño del LS-2 salió la idea del colector Eurotrough, el cual fue diseñado por un consorcio de empresas y laboratorios de investigación europeos que se corresponden con Inabensa, Fichtner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat DLR, Solel y CRES. Este colector se diseñó a partir de la filosofía de tubo central, pero en vez de ser una estructura con tubo helicoidal la que absorba los esfuerzos, es cuadrada longitudinal, es decir, consiste en un armazón rectangular que soporta unos brazos donde se apoyan los espejos, reduciendo las fuerzas sobre las planchas de vidrio, y por consiguiente, reduciendo las roturas del cristal cuando soplen fuertes vientos. Este diseño consigue eliminar muchos de los problemas que se encontraban durante la fabricación de los colectores LS-3 y LS-2, u además con él se obtienen aumentos en el rendimiento óptico gracias a la reducción de las deformaciones en operación. El aumento de su rigidez permite aumentar la longitud del colector, por lo que se desarrollaron dos tipos de colectores Eurotrough en función de sus longitudes totales. Sus diferencias son: el número de módulos cilindro-parabólicos incluidos en cada colector y la potencia de la unidad hidráulica.

Con el objetivo de permitir su uso comercial, un grupo desarrolló una evolución del colector Eurotrough, el SKAL-ET. Su diseño industrial permitía reducir el coste gracias a la reducción del peso específico, del número de componentes para mejorar la producción a gran escala y de los requisitos de operación y mantenimiento; y también gracias a la posibilidad de construcción in situ, reduciendo los costes de construcción y a la mejora de la rigidez del colector, lo cual aumenta el rendimiento óptico. El colector tipo SKAL-ET es el de mayor superficie en construcción.

Otro diseño basado en la estructura torque tube es el colector cilindro-parabólico Solargenix de la empresa Solargenix Energy (Duke Solar hasta Abril de 2003), el cual tiene ciertas similitudes con el LS-2. Este nuevo modelo está basado en una estructura espacial de aluminio. Las ventajas sobre sus predecesores son las propiedades estructurales, peso, simplicidad de fabricación e instalación, resistencia a la corrosión y menor coste de fabricación.

Por otra parte la empresa española SENER diseñó el colector SENERtrough, que tiene las mismas dimensiones que el LS-3 pero utiliza la estructura de tubo central. Este diseño redujo el coste unitario de captación de energía gracias a la reducción del 50% del tiempo de montaje y del 10% del peso de la estructura. Está construido con acero al carbono y el diseño minimiza el número de piezas y elementos de unión por colector y aumenta la rigidez torsional. Con esto consigue menor número de elementos, capacidad para la alta repetitividad en la fabricación de los componentes y gran precisión de los elementos fabricados.



**Figura 35:** Diferentes estructuras de colectores cilindro parabólicos [25]

Además de los modelos nombrados, hay otros muchos. En la actualidad los tres modelos de colector más utilizados en las plantas termosolares son: los colectores LS-3, Solargenix y Eurotrough.

Para la comprobación de este proyecto, el tipo de colector que se utiliza es un LS-3.

### 3.2.2.-REFLECTOR

El reflector es el encargado de reflejar la radiación solar directa que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal de la parábola formada por el propio reflector. Se trata en definitiva de un espejo curvado con forma de parábola que aprovecha las propiedades de ésta para concentrar la radiación en el tubo absorbedor.

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da rigidez. La ventaja de los espejos de plata sobre los de aluminio es que la reflectividad de la plata es sensiblemente mayor (mayor del 92%) que la del aluminio (menor del 86%) en las longitudes de onda del espectro para las que son requeridos, aunque el coste de fabricación es similar. Este es el motivo por el que actualmente no se utilizan espejos de vidrio con película de aluminio.

Los soportes sobre los que se disponen suelen ser chapa metálica, de plástico o de vidrio.

En el caso de usar chapa metálica, suelen usarse chapas de aluminio de alta reflectividad especular, en torno al 80%. La propia chapa actúa como soporte y como reflectante. Esta doble función permite un ahorro económico. El inconveniente de técnica es la durabilidad del aluminio, el cual disminuye rápidamente su reflectividad cuando opera a la intemperie, y por tanto no se utiliza para aplicaciones industriales que requiera alta durabilidad.

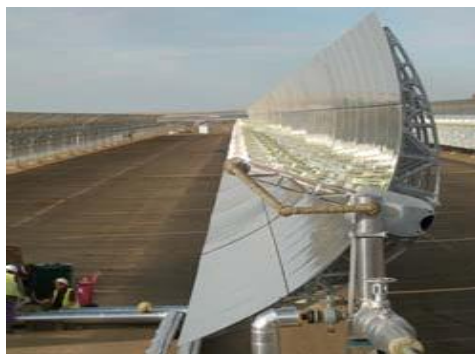
En el caso de usar plástico, sobre la lámina se deposita una película de plata o aluminio, creándose un único conjunto, es decir, una lámina de plástico reflectante que tiene la propiedad de poder pegarse a cualquier soporte rígido, gracias a la alta elasticidad de los materiales plásticos. Esto es ventajoso desde la perspectiva de que su forma parabólica necesita un soporte más resistente al que aferrarse. Su principal problema es su baja durabilidad a la intemperie. Esto es debido a que las partículas que arrastra el aire erosionan su superficie provocando una disminución de su especularidad. Otro problema que se ha detectado con este tipo de superficies

reflexivas es que presentan un alto grado de ensuciamiento. Se piensa que es debido a que se cargan electrostáticamente por la acción del viento y se deposita sobre ellas una mayor cantidad de polvo atraído por esta carga electrostática.

La opción que más se utiliza es el uso del vidrio como medio de soporte. En este caso por una de las caras se deposita una fina película de plata protegida por una película de cobre, y en ocasiones por una fibra de vidrio para evitar que se astille y, finalmente, una de barniz blanco compuesto por una resina epoxi. La diferencia entre este espejo y los espejos comerciales es principalmente el contenido en  $Fe_2O_3$  del vidrio, que en caso de los convencionales o también conocidos como "vidrio blanco" está entre 0.010% y 0.015%.

Dependiendo del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva, se tienen dos tipos diferentes de espejos:

- **De vidrio grueso (espesor > 3 mm):**  
El vidrio es curvado en caliente en hornos especiales después de depositar la película de plata para que ambos adopten la forma parabólica requerida. De esta manera, los espejos pueden colocarse directamente sobre la estructura del colector al estar la parábola preformada. En este caso, en la parte posterior, se adhieren cuatro piezas cerámicas que mediante tornillos permiten la sujeción del conjunto parábola a la estructura del colector. Un ejemplo de este tipo de espejos es el utilizado en los colectores LS-3 y Eutotrough.
- **De vidrio delgado (espesor < 1.5 mm):**  
El vidrio templado con este bajo espesor tiene la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y adaptarse a la curvatura necesaria. Se pueden pegar directamente sobre el soporte. Si el soporte es suficientemente rígido, este es el que da la forma cilindro parabólica. Si el soporte es fino, la forma la adquiere de la propia estructura. Un ejemplo de este último tipo de espejos es el usado en los colectores ACUREX 3001.



**Figura 36:** perfil de un colector cilindro-parabólico con reflector metálico [25]

El elemento reflector que se emplea actualmente en la mayoría de las instalaciones de generación de energía eléctrica está constituido por espejos de segunda superficie de

bajo contenido en hierro, lo que quiere decir que la capa reflectante es de plata y se depositada en la cara posterior de una chapa de vidrio.

La alternativa más interesante a los espejos de vidrio grueso cuando no es necesaria una gran curvatura es la de espejos de vidrio fino. Los reflectores con soporte plástico, presentan hoy por hoy menor durabilidad que los espejos de vidrio y tienen mayores gastos de mantenimiento.

### *3.2.3.-TUBO ABSORBEDOR O RECIBIDOR*

El tubo absorbedor o recibidor también es conocido como HCE (Heat Collector Element). El trabajo del recibidor es absorber todo el flujo solar concentrado posible, y convertirlo en una energía útil, energía térmica normalmente. Una vez convertido en energía térmica, este calor es transferido al fluido de trabajo (líquido o gas). En los cilindro-parabólicos, se usa un receptor omnidireccional lineal. El nombre “omnidireccional” implica que el recibidor puede aceptar entradas ópticas (rayos) desde cualquier dirección. Es probablemente el elemento más determinante del rendimiento del colector.

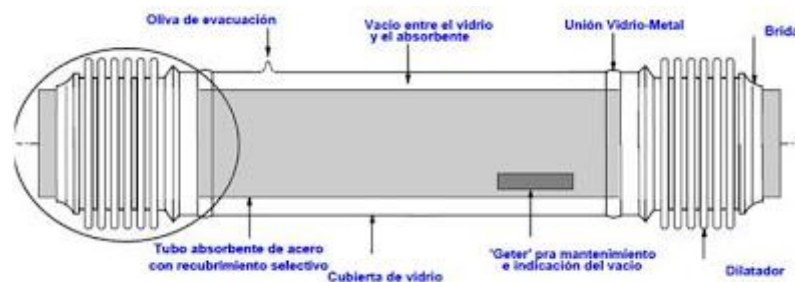
El recibidor se coloca en la línea focal de la parábola, sujeto gracias a unos brazos soporte. Está formado por dos tubos concéntricos. El interior es de acero inoxidable con un recubrimiento selectivo, por el que circula el fluido de trabajo. El tubo exterior es de cristal. Entre ambos se practica el vacío

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo, cuya composición variará en función de la temperatura de trabajo del sistema. Puede variar desde una deposición de cromo, cobalto o níquel negro, que actualmente están en desuso pero que son mucho más económicos y fáciles de fabricar, hasta compuestos de cermet, que son combinaciones de compuestos metálicos y cerámicos. Para temperaturas hasta 200°C presentan mejores propiedades los primeros, que además hasta los 300°C no se degradan. Para temperaturas superiores se usan los segundos con recubrimientos selectivos obtenidos por sputtering o PVD, consiguiendo así un absorptividad elevada de aproximadamente el 95% y una emisividad baja en el espectro rojo del 15% a 400°C. Esto proporciona mejores rendimientos ópticos. El problema de los recubrimientos selectivos obtenidos por sputtering o PVD (Physical Vapour Deposition) es que cuando sus temperaturas son altas, se degradan al contacto con el aire. Este es uno de los motivos por los que se practica el vacío entre los dos tubos.

El tubo exterior es de vidrio bajo en hierro (máx. 0,015%). Es el encargado de reducir las pérdidas térmicas por convección y tiene un recubrimiento antireflexivo en los dos lados para maximizar la transmisión solar, aumentando la transmitancia de éste, y por tanto el rendimiento ópticos del reflector.

Con soldaduras de vidrio-metal se adhieren a los tubos unos fuelles metálicos o dilatadores que proporcionan al recinto hermético el vacío necesario para proteger el recubrimiento selectivo contra la oxidación, reducir las pérdidas de calor y acomodar las diferencias en la dilatación térmica del tubo de acero y la cubierta de vidrio.



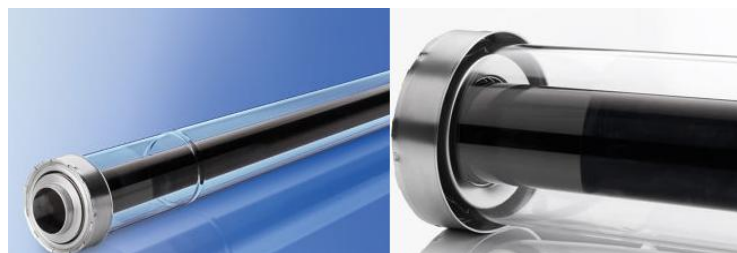


**Figura 37:** Esquema de un tubo absorbedor típico de los colectores cilindro-parabólicos. [25]

Se instalan trampas de hidrógeno, a menudo conocidas como bombas de vacío pasivas, en la cavidad de vacío para absorber el hidrógeno que se mueve despacio a través del tubo. Estas se conectan a través de la oliva de evacuación, que se sella cuando se tiene el vacío deseado o cuando se ha eliminado el hidrogeno. También se añaden adheridos al tubo metálico unos compuestos absorbentes, conocidos como getters, para absorber los gases que penetran en el espacio anular y absorber las moléculas procedentes del aceite térmico, que han conseguido traspasar el tubo ya que no es totalmente impermeable, evitando así pérdidas de vacío.

El efecto de la conducción de calor hacia los extremos se abate haciendo los tubos largos (4m o más). El diámetro del absorbedor es muy pequeño en relación con el ancho de apertura del reflector parabólico, reduciendo así el área de superficie y por tanto las pérdidas de calor.

El receptor utilizado en los cálculos del proyecto es un Schott 2008 PTR 70.



**Figura 38:** Tubo absorbedor Schott PTR 70 [22]

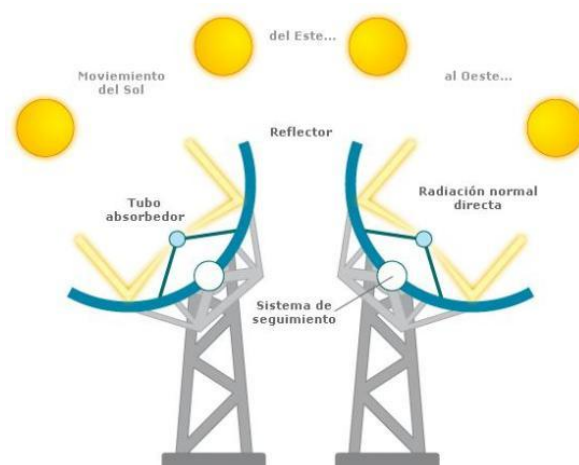
### 3.2.4.-SISTEMA DE SEGUIMIENTO

El campo solar constituido por los colectores cilindro-parabólicos funciona gracias a un sistema de seguimiento solar. Este sistema se encarga de mover los colectores para que sigan la trayectoria diaria del Sol, de tal forma que se concentre toda la radiación posible sobre el tubo absorbedor. Esto es necesario debido a que sólo son capaces de captar la radiación solar directa. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira la estructura completa alrededor de un eje. Como norma general,



las filas de colectores se alinean de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur. Su precisión y resolución son las necesarias para conseguir el óptimo posicionamiento de los reflectores. Con este sistema se maximiza el tiempo de exposición a la radiación directa de la superficie captadora, lo cual maximiza el rendimiento.

El sistema de seguimiento está constituido por un controlador local y un sistema de accionamiento. Su sistema de control puede basarse tanto en las señales de células fotovoltaicas convenientemente distribuidas por el colector de tal forma que, al moverse el Sol, una de ellas pasa a una zona de sombra accionando un pequeño relé que pone en movimiento el colector (control en bucle cerrado), como en la implementación de algoritmos que calculan la posición del sol en cada instante con gran precisión (control en bucle abierto). El controlador independiente está provisto de un módulo de comunicación que permite monitorizar la operación desde el Sistema de Control Distribuido (SCD).



**Figura 39:** Sistema de seguimiento de un colector cilindro-parabólico. [25]

El mecanismo de accionamiento puede ser eléctrico o hidráulico. Se usa el eléctrico para colectores de tamaño pequeño o mediano y el hidráulico para colectores de mayor tamaño que requieren altos pares de giro en el eje para producir el movimiento. Para el caso de los LS-3 y los Eurotrough se emplean accionamientos hidráulicos debido a su gran tamaño.

Para facilitar la construcción y disminuir los costes, se considera un CCP completo el conjunto de módulos que se accionan por un mismo mecanismo y que están conectados en serie.

### 3.2.5.-FLUIDO DE TRABAJO

El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Este está condicionado a la temperatura máxima de operación. Para bajas temperaturas (menos de 200°C) se suele utilizar agua desmineralizada con etilenglicol, mientras que para mayores temperaturas (entre 200°C y 450°C) se utiliza aceite

sintético. Esto es debido a que a altas temperaturas el agua se convierte en vapor y para que se mantenga en estado líquido es necesario someter a las tuberías a altas presiones, en concreto a una presión superior a la de saturación a la temperatura máxima de operación de los colectores. Esto provoca que los costes de los materiales de las tuberías sean muy elevados.

Sin embargo, como la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite hasta altas temperaturas manteniendo presiones bajas en los tubos. El poder trabajar a menores presiones posibilita el uso de materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad. Además los aceites pueden ser almacenados directamente. Por el contrario, para el uso de aceites es necesario inertizar el sistema para evitar fuegos o explosiones y el vertido de una posible fuga supone una gran contaminación.

Para la elección del tipo de aceite habrá que valorar las distintas opciones que vendrán determinadas por la temperatura máxima de trabajo. Algunos tipos de aceites más utilizados son, por ejemplo, el Santotherm 55, que se utiliza para temperaturas máximas de 300°C y que tiene buenas propiedades térmicas y bajo coste; el Monsanto VP-1, que es un aceite sintético que trabaja bien hasta temperaturas de 400°C aunque su temperatura de congelación es alta (12°C) pero su precio es bajo; y el Syltherm 80, que mantiene buenas propiedades térmicas hasta los 425°C, tiene una temperatura de congelación muy baja (-40°C) pero su coste es más elevado.

Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos. Estas pueden utilizar agua o como innovación sales fundidas. A pesar de los inconvenientes del uso del agua a altas presiones y temperatura, se obtienen resultados muy prometedores. Esta tecnología, que se conoce como “Generación Directa de Vapor” aumenta el rendimiento y disminuye los costes de operación a largo plazo.

El problema del uso de las sales fundidas es que solidifican a 220°C por lo que debe instalarse un sistema de calefacción que mantenga la temperatura de las sales por encima de dicha temperatura.

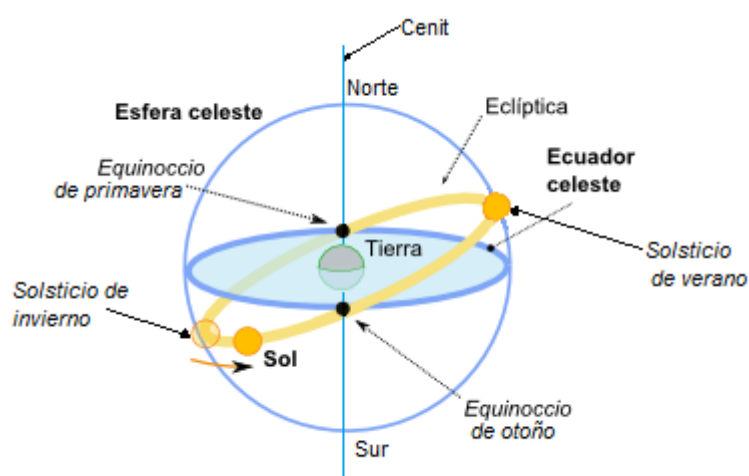
### 3.3.-PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL ESTUDIO DE UN COLECTOR CILINDRO-PARABÓLICO

#### 3.3.1 POSICIONAMIENTO DEL SOL

Los cilindro-parabólicos solo pueden captar la radiación que les llega directa, por ello es necesario comprender el movimiento del Sol para obtener los parámetros de la

radiación solar que son importantes en el estudio de estos colectores. Como ya sabemos, la Tierra realiza dos movimientos, uno de traslación alrededor del Sol y uno de rotación sobre su eje. Durante la traslación describe una órbita elíptica de poca excentricidad, conocida como eclíptica, siendo el Sol uno de sus focos. Respecto al plano ecuatorial de la Tierra la órbita está unos grados inclinada, provocando que no siempre los rayos caigan perpendiculares. Por su parte, el movimiento de rotación provoca que la duración del día y la noche varíen según la latitud del lugar. El cenit es la línea vertical a la trayectoria aparente del Sol trazada desde cualquier punto de la Tierra.

Visto desde la Tierra, el Sol describe un arco desde que sale hasta que se pone, el cual, cuando ocupa la posición de la mitad de su recorrido pasa por el meridiano local. A este momento se le conoce como mediodía solar.



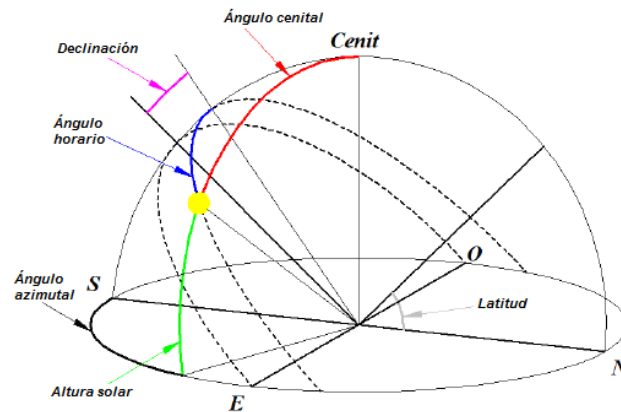
**Figura 40:** Trayectoria aparente del Sol alrededor de la Tierra [25]

La posición del Sol se puede dar en dos sistemas de coordenadas centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación y ángulo horario) y coordenadas horizontales (altura solar y ángulo azimutal). Es más fácil la obtención de las coordenadas horarias ya que la declinación sólo depende del día y el ángulo horario de la hora, mientras que las coordenadas horizontales varían en función de la hora, el día, y la latitud.

Se pueden definir estos parámetros como:

- Declinación: Posición angular del Sol respecto al plano ecuatorial, en el mediodía solar, el cual variará en función del día.
- Ángulo horario: Desplazamiento angular del Sol respecto al meridiano local, debido a la rotación terrestre. Durante la mañana tendrá valor negativo y por la tarde positivo.
- Altura solar: Ángulo comprendido entre la horizontal y la dirección de la radiación que incide directa. Su ángulo complementario es el cenital. También se le conoce como ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte.

- Ángulo azimutal: Ángulo comprendido entre la proyección de la radiación solar directa sobre un plano horizontal y el meridiano local.



**Figura 41:** Parámetros de la geometría de la radiación solar [33]

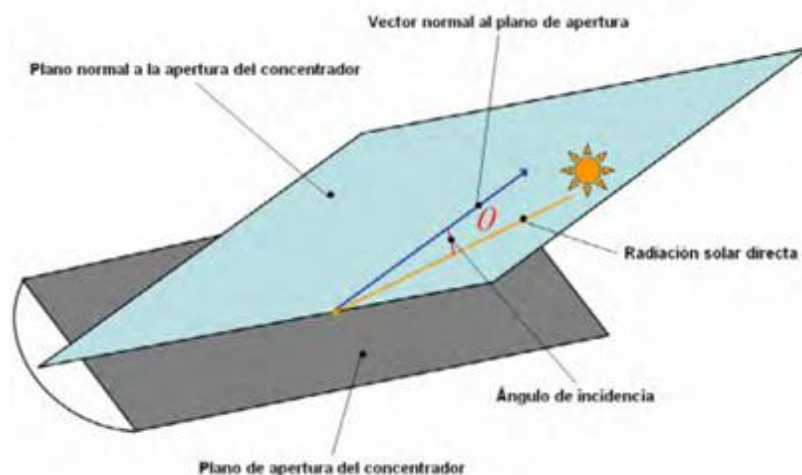
Todos estos parámetros son necesarios para obtener el vector solar, que es el vector que se define con origen en el observador situado en la Tierra y destino el Sol.

### 3.3.2 ÁNGULO DE INCIDENCIA

Los concentradores lineales, como es el caso del cilindro-parabólico, realizan el seguimiento del Sol sólo a un eje, es decir, poseen un único grado de libertad. En la mayoría de los casos el espejo concentrador se mueve según el plano de la altura solar, pero no según el azimutal. De esta forma, el colector solo se posiciona de forma adecuada conteniendo en un plano perpendicular al plano de apertura tanto al vector solar como el vector normal a ese mismo plano de apertura. La situación ideal sería que el vector solar y el vector normal al plano de apertura fueran paralelos, es decir, que la radiación solar directa fuera perpendicular al plano de apertura. Al tener solo un grado de libertad, sólo se consigue en pocos momentos y siempre que la orientación del colector sea la indicada (norte-sur). En el resto de los casos aparece un ángulo entre ambos vectores, que es conocido como el ángulo de incidencia.

Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector.

Este ángulo es muy importante para conocer el aprovechamiento térmico del colector, ya que debido a éste, no toda la radiación solar directa es útil. También limita el área de apertura útil, lo cual genera pérdidas geométricas.



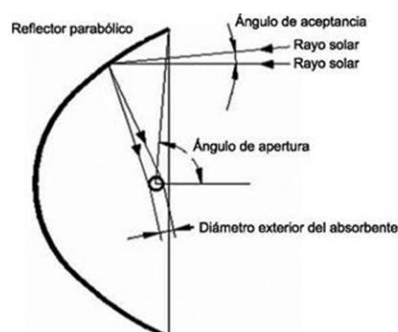
**Figura 42:** Ángulo de incidencia en un colector cilindro-parabólico. [25]

Los efectos de la variación del ángulo de incidencia de los colectores cilindro-parabólicos son a menudo conocidos como efectos tridimensionales (3-D), y se valorarán en las pérdidas geométricas.

### 3.3.3 ÁNGULO DE ACEPTANCIA

Como parámetros básicos de un colector cilindro-parabólico también hay que destacar el factor de concentración, el cual ha sido explicado con anterioridad y el ángulo de aceptación, que tiene un papel importante en la calidad de fabricación del sistema de seguimiento solar y en la cantidad de radiación solar directa que es aprovechada.

El ángulo de aceptación es el ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector, de manera que intercepten el tubo absorbente después de ser reflejados por los espejos parabólicos.



**Figura 43:** Ángulo de aceptación de un colector cilindro-parabólico [25]

Por esa razón, el ángulo de aceptación determina la precisión del sistema de seguimiento solar de un cilindro-parabólico. Este debe ser mayor que su ángulo de aceptación, es decir, el error de seguimiento debe ser menor. Esto significa que cuanto

mayor es el ángulo de aceptación, el colector no necesitará actualizar su posición con la misma frecuencia, por lo que su sistema de seguimiento no necesitará ser muy exacto. El ángulo de aceptación de los CCPs actuales es inferior a  $1^\circ$ , lo que se toma como límite para el error máximo que se puede cometer en el sistema de seguimiento solar. Si los sistemas no son precisos con estos ángulos de aceptación, solo captarán una pequeña fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento.

### 3.4 PÉRDIDAS DEL COLECTOR

Se consideran pérdidas del colector a la cantidad de radiación solar que no ha sido captada por el colector debido a diferentes factores. Las pérdidas se pueden clasificar en tres tipos:

- *Pérdidas ópticas*
- *Pérdidas geométricas*
- *Pérdidas térmicas*

#### 3.4.1 PÉRDIDAS ÓPTICAS

Las pérdidas ópticas son debidas a un conjunto de factores. Entre ellos se encuentran las posibles imperfecciones en la superficie reflectante, en el tubo absorbedor y en la cubierta de cristal, errores de posicionamiento o de seguimiento del colector e incluso deformaciones en la estructura, provocadas por su propio peso o por la acción del viento. Los factores que afectan a estas pérdidas son:

- Reflectancia o reflectividad,  $\rho$ : Es el parámetro que indica que cantidad de radiación solar incidente ha sido reflejada por los espejos. Esto es debido a que la superficie reflectante no es un reflector perfecto, por lo que no todos los rayos solares serán reflejados. Su valor típico ronda el 90%, aunque hay que tener en cuenta que con el paso del tiempo la superficie reflectante se va ensuciando y los materiales se van degradando. Se estima que la reflectividad disminuye en un 0.26% diario por ensuciamiento. Por este motivo, el mantenimiento del campo solar limpio es uno de los factores más importantes en estas plantas solares. La limpieza se puede realizar mediante chorros de agua desmineralizados cuando la frecuencia entre lavados es baja, y cuando es alta, se debe recurrir a la limpieza por contacto.
- Factor de intercepción,  $\gamma$ : Indica el porcentaje de la luz solar reflejada por los espejos que alcanza el tubo absorbedor. No toda la radiación que es reflejada es captada por el tubo debido a posibles imperfecciones en los espejos, errores de posicionamiento o por las sombras que dan los soportes del propio tubo. Este factor tiene dependencia directamente proporcional con el área del absorbedor e inversamente proporcional a la del colector. Su valor típico suele ser 95%, aunque puede calcularse a través de la siguiente fórmula:

$$\gamma = \frac{\int_{-a}^a I_{bn}(a) da_{abs}}{\int_{-\infty}^{\infty} I_{bn}(a) da_{col}} \quad (31)$$

- Transmitancia o transmisividad,  $\tau$ : La cubierta transparente, como ya hemos visto, es la encargada de proteger el tubo absorbedor frente a los factores externos y reducir las pérdidas térmicas. Pero aunque el material de la cubierta se escoge para que deje pasar la mayor parte de la radiación, es decir, ser lo más transparente posible, una parte no llega debido a que es absorbida por el vidrio o reflejada. La transmitancia es la fracción de la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella. El valor típico está entre el 90 y el 95%, en función de si sobre el cristal se ha realizado un tratamiento antirreflexivo o no. Estos tratamientos mejoran la transmisividad en un 2% sobre cada cara que se apliquen, aunque tienen el inconveniente de que la superficie expuesta a lluvia o humedad se degrade, ya que están hechas de sílice, el cual se disuelve con el agua.
- Absortancia o absortividad,  $\alpha$ : Este parámetro se refiere a la superficie selectiva. Determina la cantidad de radiación incidente que finalmente es absorbida por el tubo. Para recubrimientos selectivos tipo cermet, se puede alcanza un valor de la absortividad del 96%, mientras que para recubrimiento a base de cromo, níquel o cobalto negro no suele superar el 92%.

Con estos parámetros podemos obtener el valor del rendimiento óptico:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma \quad (32)$$

Hay que tener en cuenta que estos valores dependerán del ángulo de incidencia. Por esto el valor que se nos da es el del rendimiento óptico pico, es decir, para valores en lo que el ángulo de incidencia es  $0^\circ$ .

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma|_{0^\circ} \quad (33)$$

### 3.4.2 PÉRDIDAS GEOMÉTRICAS

Las pérdidas geométricas provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores. Se pueden clasificar en aquellas que son debidas a la existencia del ángulo de incidencia y en las que se deben a factores externos. Las pérdidas inherentes al colector, es decir, las debidas al ángulo de incidencia suceden por el hecho de que el sistema de seguimiento solar es en un solo eje, girando sólo alrededor del mismo.

Las pérdidas geométricas se pueden resumir en:

- Imagen ampliada del Sol: Cuando el sol está fuera del eje en el plano longitudinal del cilindro del colector, la imagen proyectada sobre un plano transversal se ha ensanchado de manera efectiva.
- Efecto coseno: La radiación que cae sobre la superficie puede hallarse con el coseno del ángulo de incidencia, es decir, la potencia solar interceptada por el área de captación es proporcional al coseno del ángulo de incidencia.
- Pérdidas al final: Algunos rayos solares reflejados por el espejo pueden pasar por alto el absorbedor, es decir, no interceptarlo debido a la longitud limitada del colector y al ángulo de incidencia. Estas pérdidas aumentan cuanto aumenta el ángulo de incidencia.

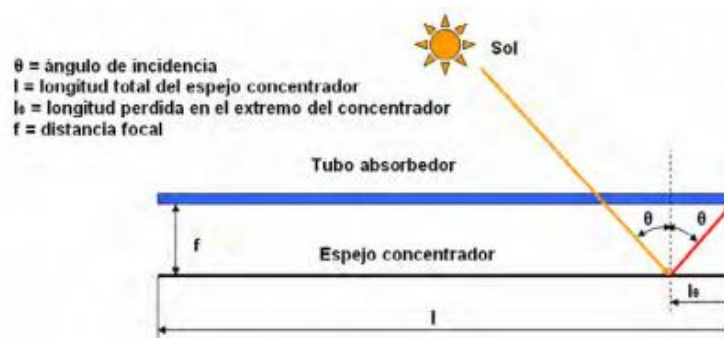
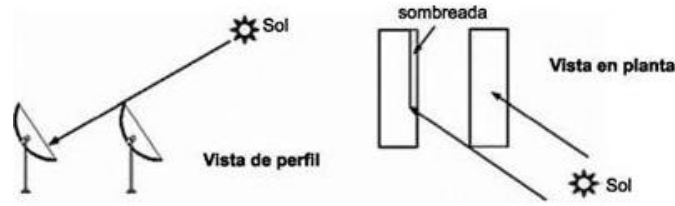


Figura 44: Pérdidas al final del colector [33]

- Reducción del ángulo de aceptación debido a la trayectoria óptica alargada de los rayos reflejados: Según aumenta el ángulo de incidencia, la trayectoria de los rayos reflejados por el espejo hacia el absorbedor aumentan, lo que resulta en una reducción del ángulo de aceptación del absorbedor y en una disminución del rendimiento óptico de todo el colector. Este efecto puede aumentarse cuando estén presentes varios errores ópticos como el error de la pendiente o de la especularidad.
- Pérdidas por bloqueos y sombras de elementos estructurales: Estas pérdidas se refieren a las causadas por los soportes del propio colector.
- Pérdidas por la posición relativa entre filas de colectores: Los campos de colectores se organizan en filas paralelas. Durante las horas de salida y puesta del Sol, estas sombras se proyectan en los colectores y reducen el área de captación, por lo que la potencia interceptada es menor. Para cuantificar estas pérdidas se utiliza el factor de sombras,  $F_{shad}$ . Estas pérdidas podrían reducirse o incluso eliminarse si se aumentase el espacio entre filas pero hay que tener en cuenta que esto conlleva una mayor superficie para la instalación del campo solar, aumento en coste de tuberías y aislante, variación del volumen del fluido térmico por la variación en la capacidad del tubo absorbedor y el aumento de pérdida de carga en el circuito.





**Figura 45:** Pérdidas geométricas por sombras entre filas paralelas [25]

Respecto al ángulo de incidencia, como hemos visto, éste afecta tanto a las pérdidas ópticas como a las geométricas. Para cuantificar su influencia se utiliza un modificador del ángulo de influencia,  $K(\theta)$ .

### 3.4.3 PÉRDIDAS TÉRMICAS

EL funcionamiento térmico de un colector solar se mide con el rendimiento global, que se puede definir como la relación entre la potencia térmica que es capaz de proporcionar, a la que se conoce como potencia térmica útil, y la potencia procedente del Sol.

$$\eta = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{solar}}} \quad (34)$$

Consideramos que la potencia térmica interceptada por un colector con seguimiento solar será el producto de la irradiancia o flujo solar por el área de apertura del colector. La potencia térmica incidente sobre el tubo, varía durante el día y durante el año, en función de las condiciones climatológicas.

$$P_{\text{solar}} = A_{\text{apertura}} \cdot I_{bn} \quad (35)$$

Haciendo un balance de potencia podemos determinar el valor de la potencia útil, siendo la diferencia entre la potencia absorbida y la pérdida al ambiente.

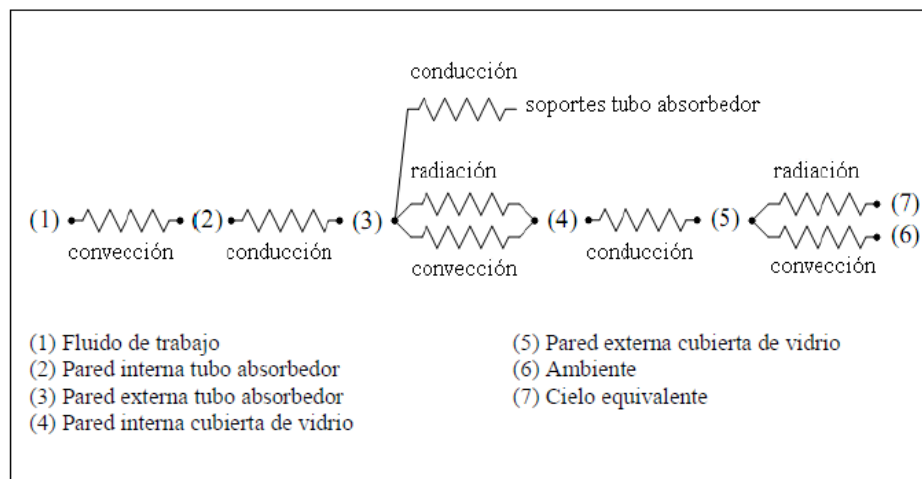
$$P_{\text{útil}} = P_{\text{abs}} - P_{\text{perd}} \quad (36)$$

Hay que tener en cuenta que no toda la potencia solar es absorbida, y esto lo hemos visto calculando las pérdidas tanto ópticas como geométricas, que limitan la cantidad de radiación que realmente se absorbe. Si incluimos en el rendimiento óptico todas las pérdidas citadas con anterioridad, la potencia absorbida puede definirse como:

$$P_{\text{abs}} = \eta_{\text{opt}} \cdot P_{\text{solar}} \quad (37)$$

Respecto a la potencia perdida, es debida a las diferencias de temperatura entre el fluido caliente que circula por el absorbedor y la temperatura ambiente. De esta forma cuanto mayor sea la diferencia de temperaturas, mayores serán las pérdidas térmicas. Las principales pérdidas térmicas son:

- Pérdidas por radiación desde la cubierta de vidrio al exterior.
- Pérdidas por convección desde la cubierta de vidrio al ambiente.
- Pérdidas por conducción a través de los soportes metálicos de los tubos.
- Pérdidas por radiación desde la superficie selectiva del tubo a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección en la superficie selectiva del absorbedor, debido a que el vacío que ese aplica entre el tubo y el cristal no es absoluto.
- Pérdidas por conducción a través del espesor del metal, de la superficie selectiva y de la cubierta de vidrio.



**Figura 46:** Esquema de las resistencias térmicas del colector [33]

## 4.-SOLUCIÓN ANALÍTICA DE LA DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR EN EL TUBO DE UN CCP

### 4.1 INTRODUCCIÓN

En los colectores cilindro-parabólicos, el tubo absorbedor recibe los rayos solares concentrados en la parte que está de cara al reflector. Por la otra parte del tubo, recibe los rayos solares incidentes directos. Esto conduce a que la temperatura en el tubo no sea uniforme, tomando valores distintos en cada punto. Debido a esta falta de uniformidad, el material del que está fabricado el tubo se expande diferencialmente y el tubo experimenta compresión y tensión en sus diferentes partes. Todo esto puede provocar la flexión del tubo y consecuentemente la ruptura de la cubierta de cristal, que sería un daño fatídico para el colector.

La probabilidad de que el tubo se flexione puede reducirse de dos formas:

- Reduciendo la falta de uniformidad circunferencial de la temperatura del tubo absorbedor.
- Reduciendo la falta de uniformidad en la distribución del flujo solar.

La primera se puede conseguir utilizando un material con alta conductividad térmica, que intente igualar la temperatura en todos los puntos. La segunda se consigue usando el ángulo de borde apropiado para cada colector, y por tanto, cilindro deseado.

Para el estudio de la distribución del flujo solar en el tubo absorbedor se suelen utilizar softwares de trazado de rayos, como el de Monte Carlo. Para simplificar los cálculos, se ha utilizado el enfoque analítico. Con la solución analítica los cálculos se obtienen en menor tiempo y con menor esfuerzo computacional, y puede ser útil para verificar los resultados calculados por los softwares de trazado de rayos.

Como ya se ha dicho, el tubo absorbedor recibe la radiación concentrada sólo en la parte de cara al reflector, por lo que no hay una distribución uniforme del flujo solar en el tubo absorbedor y además, tampoco lo es en la parte que recibe los rayos concentrados.

El presente proyecto está basado en el trabajo realizado por Khanna y Sharma [1], los cuales determinan el cálculo de la distribución del flujo solar a partir de una expresión explícita analítica, la cual ha sido verificada. Los autores de este estudio, en un estudio previo, [2] han evaluado esta misma distribución pero incluyendo tubos desviados. Debido a la inclusión de la desviación en el tubo en la línea focal del canal parabólico, las ecuaciones del trabajo anterior [2] eran relativamente complejas y el tiempo computacional para resolverlo era significativo. En la mayoría de los casos la distribución no uniforme del flujo no es suficiente para causar la suficiente flexión. Para estos casos, no son necesarias las complejas ecuaciones del estudio anterior y por

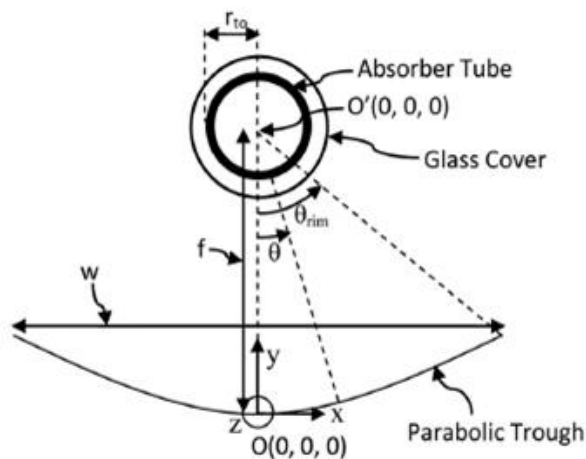
ello se usa una expresión más simple que encuentra la distribución del flujo solar en un tubo absorbedor no desviado.

En este trabajo se calculan el flujo solar interceptado por el receptor y su distribución en la superficie del tubo absorbedor. Para ello se evalúa la repercusión que tienen sobre ellos los errores ópticos, el ancho de apertura del canal y el ángulo de borde. El mejor ángulo de borde para un ancho de apertura del canal determinado es el que corresponde con el máximo flujo solar en el tubo absorbedor y la mínima falta de uniformidad en la distribución de este flujo solar en el tubo.

Al calcular el mejor ángulo de borde, se reducen las posibilidades de flexión del tubo y además da lugar a la reducción del coste del cilindro-parabólico ya que un canal con menor ángulo de borde requiere menor área reflectora manteniendo el ancho de apertura fijo, como se ha visto en el punto 3.1 correspondiente a la parábola.

Se ha tenido en cuenta la pérdida de flujo solar debido a los errores ópticos. Si los errores ópticos no pueden ser reducidos, se averiguan las dimensiones apropiadas del receptor que aumenten la interceptación del flujo solar y disminuyan la pérdida del flujo solar.

Para realizar el estudio se considera un colector cilindro-parabólico como el que se ha explicado en los capítulos anteriores. Como recordatorio se basa en un canal parabólico sobre el que se sitúa un tubo absorbedor en el foco. Este tubo absorbedor está envuelto por una cubierta de cristal que reduce las pérdidas, entre otras funciones ya nombradas. Para los cálculos es necesario definir unas coordenadas de referencia. Se han utilizado tanto coordenadas cartesianas ( $x, y, z$ ) como coordenadas cilíndricas ( $r, \theta, z$ ), con las cuales se puede definir la geometría.



**Figura 47:** Sección transversal del sistema que se va a estudiar [1]

Como origen del sistema de coordenadas cartesianas se utiliza el punto  $O$ , y para el de coordenadas cilíndricas el punto  $O'$ . El ángulo  $\theta$  se mide desde la unión  $OO'$  en dirección contraria a las agujas del reloj.

Para desarrollar la solución analítica de la distribución del flujo solar en la circunferencia del tubo absorbedor han sido necesarias realizar las siguientes suposiciones:

- Se considera que el factor o tasa de solides del material del canal parabólico es unitario.
- Sólo se considera la radiación solar directa.
- Cuando los rayos atraviesan la cubierta de vidrio, ninguno es refractado.
- No se tiene en cuenta las pérdidas en la longitud final del receptor debidas a la existencia del ángulo de incidencia.

La distribución del flujo solar se lleva a cabo de dos formas: la primera es considerando que el Sol es una fuente puntual y que no hay errores ópticos; y la segunda es teniendo en cuenta la forma del Sol y la aportación al cambio de flujo de los errores ópticos.

## 4.2 DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR CONSIDERANDO QUE EL SOL ES UNA FUENTE PUNTUAL Y SIN ERRORES ÓPTICOS

Como el tubo solo recibe por la parte de cara al receptor el flujo concentrado, la distribución no es uniforme. Esto se puede ver en la relación de concentración que tampoco es uniforme en la circunferencia. La relación de concentración para estas características, para cualquier ángulo  $\theta$ , se puede definir como:

$$C(\theta) = \frac{dw(\theta)}{r_{to}d\theta} \quad (38)$$

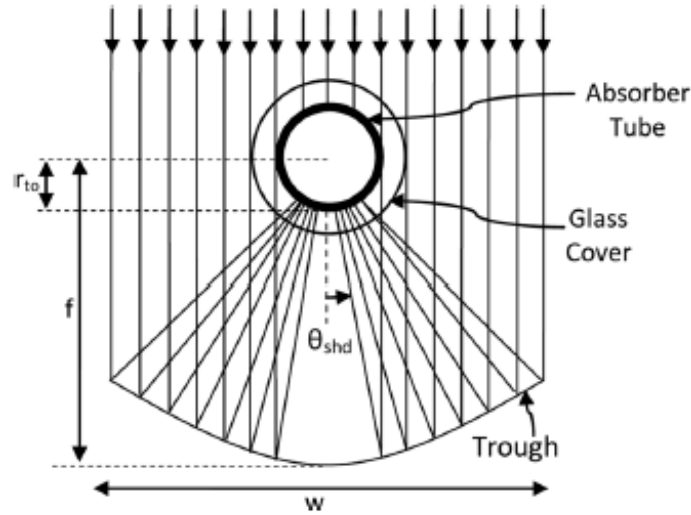
En este caso  $w(\theta)$  se define como el ancho donde los rayos solares están cayendo en el sistema reflector y sin interceptados por la porción del observador que se extiende desde  $0^\circ$  hasta  $\theta$ .

La porción del reflector que no recibe flujo solar debido a la sombra que proyecta el tubo sobre él, es la determinada por el ángulo  $\theta_{shd}$ .

A partir de la definición de este ángulo, la circunferencia del tubo absorbedor se puede dividir en diferentes partes:

- $0^\circ \leq \theta \leq \theta_{shd}$
- $\theta_{shd} \leq \theta \leq 90^\circ$
- $90^\circ \leq \theta \leq \theta_{rim}$
- $\theta_{rim} \leq \theta \leq 180^\circ$

Estas mismas secciones pueden cambiar en función del valor de  $\theta_{rim}$ , ya que puede ser mayor o menor que  $90^\circ$ .



**Figura 48:** Disponibilidad de los rayos solares en la superficie del absorbedor [1]

La expresión que corresponde con el ancho del canal para cada caso es la siguiente:

- Caso 1 ( $0^\circ \leq \theta \leq \theta_{shd}$ ): La porción del tubo absorbedor que se extiende entre  $\theta = 0$  y  $\theta = \theta_{shd}$  no recibe el flujo solar debido a la sombra proyectada por el tubo absorbedor en el canal. Así, para este caso:

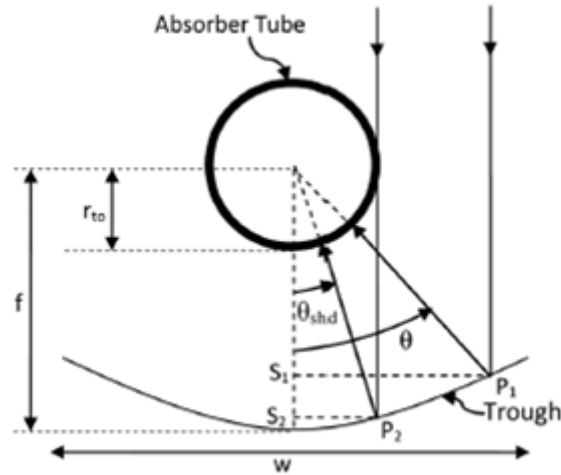
$$w(\theta) = 0 \quad (39)$$

- Caso 2 ( $\theta_{shd} \leq \theta \leq \theta_{rim}$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ ): La porción del tubo absorbedor que se extiende entre  $\theta = \theta_{shd}$  y  $\theta = \theta_{rim}$  adquiere flujo solar concentrado. Para este caso

$$w(\theta) = w(0^\circ \text{ a } \theta_{shd}) + w(\theta_{shd} \text{ a } \theta) \quad (40)$$

Donde  $w(0^\circ \text{ a } \theta_{shd})$  es 0 como se puede ver en la ecuación del caso anterior y  $w(\theta_{shd} \text{ a } \theta)$  se puede descubrir usando la geometría que se muestra en la figura 43. Así,

$$w(\theta) = 0 + |S_1 P_1| - |S_2 P_2| \quad (41)$$



**Figura 49:** Geometría del colector para ángulos comprendidos entre  $\theta_{shd}$  y  $\theta_{rim}$  con  $\theta_{rim} < 90^\circ$  [1]

Las ecuaciones (41) y (14) del apartado 3.1 nos dan una valor más explico:

$$w(\theta) = \frac{2f \sin \theta}{1 + \cos \theta} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} \quad (42)$$

- **Caso 3** ( $\theta_{rim} \leq \theta \leq 90^\circ$ ): La porción del tubo absorbente se extiende entre  $\theta = \theta_{rim}$  y  $\theta = 90^\circ$  no recibe ni flujo concentrado ni flujo incidente directo. Así,

$$w(\theta) = w(0^\circ \text{ a } \theta_{rim}) + w(\theta_{rim} \text{ a } \theta) = w(0 \text{ a } \theta_{rim}) + 0 = w(\theta_{rim}) \quad (43)$$

Poniendo  $\theta = \theta_{rim}$  en la ecuación (42),  $w(\theta_{rim})$  puede ser averiguado. Así, para este caso

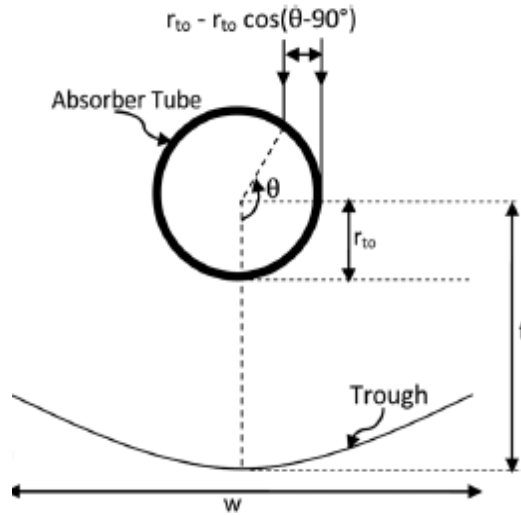
$$w(\theta) = \frac{2f \sin \theta_{rim}}{1 + \cos \theta_{rim}} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} \quad (44)$$

- **Caso 4** ( $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ ): La porción de tubo absorbente que se extiende entre  $\theta = 90^\circ$  y  $\theta = 180^\circ$  recibe solo flujo solar incidente directo. Para este caso

$$w(\theta) = w(0^\circ \text{ a } 90^\circ) + w(90^\circ \text{ a } \theta) \quad (45)$$

Usando la ecuación (44) y la fig. 44 para el caso actual podemos escribir:

$$w(\theta) = \frac{2f \sin \theta_{rim}}{1 + \cos \theta_{rim}} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} + r_{to}(1 - \sin \theta) \quad (46)$$



**Figura 50:** Geometría del colector para ángulos comprendidos entre  $90^\circ$  y  $180^\circ$  con  $\theta_{rim} < 90^\circ$ . [1]

- Caso 5 ( $\theta_{shd} \leq \theta \leq 90^\circ$ , con  $\theta_{rim} \geq 90^\circ$ ): La porción del tubo absorbente que se extiende entre  $\theta = \theta_{shd}$  y  $\theta = 90^\circ$  recibe flujo solar concentrado. Así, la expresión de  $w(\theta)$  para este caso permanece igual que el caso 2 la cual es:

$$w(\theta) = \frac{2f \sin \theta}{1 + \cos \theta} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} \quad (47)$$

- Caso 6 ( $90^\circ \leq \theta \leq \theta_{rim}$  : La porción de tubo absorbente se extiende entre  $\theta = 90^\circ$  y  $\theta = \theta_{rim}$  (donde  $\theta_{rim} > 90^\circ$ ) recibe el flujo solar concentrado así como el flujo solar incidente directo. Así,

$$w(\theta) = w(0^\circ \text{ a } 90^\circ) + w(90^\circ \text{ a } \theta)_{concentrado} + w(90^\circ \text{ a } \theta) \quad (48)$$



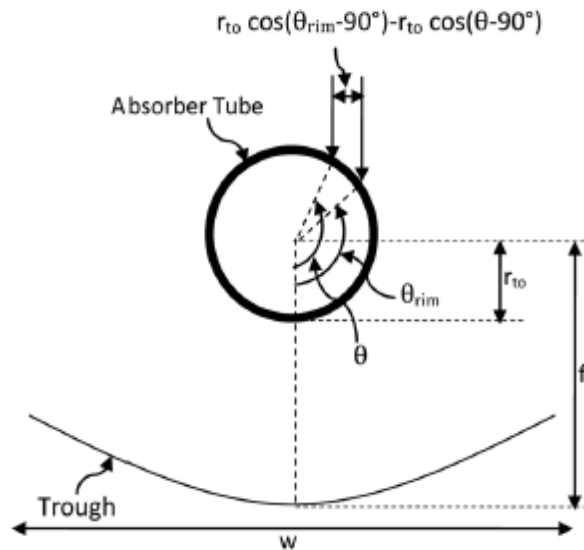
$$w(\theta) = \left[ \frac{2f \sin 90^\circ}{1 + \cos 90^\circ} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} \right] + \left[ \frac{2f \sin \theta}{1 + \cos \theta} - \frac{2f \sin 90^\circ}{1 + \cos 90^\circ} \right] + r_{to}(1 - \sin \theta) \quad (49)$$

$$w(\theta) = \left[ \frac{2f \sin \theta}{1 + \cos \theta} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} \right] + r_{to}(1 - \sin \theta) \quad (50)$$

- **Caso 7** ( $\theta_{rim} < \theta < 180^\circ$ , con  $\theta_{rim} > 90^\circ$ ): La porción de tubo absorbedor que se extiende entre  $\theta = \theta_{rim}$  y  $\theta = 180^\circ$  recibe solo el flujo solar incidente directo. Para este caso

$$w(\theta) = w(0^\circ \text{ a } \theta_{rim}) + w(\theta_{rim} \text{ a } \theta) \quad (51)$$

Poniendo  $\theta = \theta_{rim}$  en la ecuación 50,  $w(\theta_{rim} \text{ a } \theta)$  se puede descubrir usando la Figura 45. Así,



**Figura 51:** Geometría del colector para ángulos comprendidos entre  $\theta_{rim}$  y  $180^\circ$  con  $\theta_{rim} > 90^\circ$  [1]

$$w(\theta) = \left[ \frac{2f \sin \theta_{rim}}{1 + \cos \theta_{rim}} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} + r_{to}(1 - \sin \theta_{rim}) \right] + r_{to}(\sin \theta_{rim} - \sin \theta) \quad (52)$$

$$w(\theta) = \left[ \frac{2f \sin \theta_{rim}}{1 + \cos \theta_{rim}} - \frac{2f \sin \theta_{shd}}{1 + \cos \theta_{shd}} + r_{to}(1 - \sin \theta) \right] \quad (53)$$

Con estas ecuaciones, podemos obtener el valor del factor de concentración para cada uno de los casos que hemos separado anteriormente. Para ello derivamos estos anchos de apertura, como se indica en la ecuación (38).

Los valores de las relaciones de concentración son los siguientes:

- Caso 1 ( $0 \leq \theta \leq \theta_{shd}$ )

$$C(\theta) = 0 \quad (54)$$

- Caso 2 ( $\theta_{shd} < \theta \leq \theta_{rim}$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ )

$$C(\theta) = \frac{2f}{r_{to}(1 + \cos \theta)} \quad (55)$$

- Caso 3 ( $\theta_{rim} < \theta \leq 90^\circ$ )

$$C(\theta) = 0 \quad (56)$$

- Caso 4 ( $90^\circ < \theta \leq 180^\circ$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ )

$$C(\theta) = -\cos \theta \quad (57)$$

- Caso 5 ( $\theta_{shd} < \theta \leq 90^\circ$ ,  $\theta_{rim} > 90^\circ$ )

$$C(\theta) = \frac{2f}{r_{to}(1 + \cos \theta)} \quad (58)$$

- Caso 6 ( $90^\circ < \theta \leq \theta_{rim}$ )

$$C(\theta) = \frac{2f}{r_{to}(1 + \cos \theta)} - \cos \theta \quad (59)$$

- Caso 7 ( $\theta_{rim} < \theta \leq 180^\circ$ ,  $\theta_{rim} > 90^\circ$ )

$$C(\theta) = -\cos \theta \quad (60)$$

Debido a la simetría que presenta la circunferencia del tubo absorbedor, se puede considerar que los valores de las concentraciones son iguales para ángulos positivos y negativos:

$$C(-\theta) = C(\theta) \quad (61)$$

Una vez que tenemos los valores de los factores de concentración para cada caso podemos obtener el flujo solar absorbido,  $q_{A,p}(\theta)$ , para cualquier ángulo  $\theta$  del tubo absorbedor por unidad de área de la superficie exterior del propio tubo.

Para ello multiplicamos ese factor de concentración correspondiente a cada caso por la radiación solar disponible por unidad de área de apertura del canal ( $I_{bn}$ ), por la reflectividad de la superficie del canal ( $\rho$ ), por la transmisividad de la cubierta del cristal ( $\tau$ ) y por la absorptividad de la superficie selectiva del tubo ( $\alpha$ ).

Entonces el flujo solar absorbido es:

- Caso 1 ( $0 \leq \theta \leq \theta_{shd}$ )

$$q_{A,p}(\theta) = 0 \quad (62)$$

- Caso 2 ( $\theta_{shd} < \theta \leq \theta_{rim}$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ )

$$q_{A,p}(\theta) = \frac{2f|\rho\tau\alpha(\Psi)|I_{bn} \cos \Psi}{r_{to}(1 + \cos \theta)} \quad (63)$$

- Caso 3 ( $\theta_{rim} < \theta \leq 90^\circ$ )

$$q_{A,p}(\theta) = 0 \quad (64)$$

- Caso 4 ( $90^\circ < \theta \leq 180^\circ$ , con  $\theta_{rim} \leq 90^\circ$ )

$$q_{A,p}(\theta) = -\cos \theta [\tau\alpha(\Psi)]I_{bn} \cos \Psi \quad (65)$$

- Caso 5 ( $\theta_{shd} < \theta \leq 90^\circ$ ,  $\theta_{rim} > 90^\circ$ )

$$q_{A,p}(\theta) = \frac{2f|\rho\tau\alpha(\Psi)|I_{bn} \cos \Psi}{r_{to}(1 + \cos \theta)} \quad (66)$$

- Caso 6 ( $90^\circ < \theta \leq \theta_{rim}$ )

$$q_{A,p}(\theta) = \frac{2f|\rho\tau\alpha(\Psi)|I_{bn} \cos \Psi}{r_{to}(1 + \cos \theta)} - \cos \theta [\tau\alpha(\Psi)]I_{bn} \cos \Psi \quad (67)$$

- Caso 7 ( $\theta_{rim} < \theta \leq 180^\circ$ ,  $\theta_{rim} > 90^\circ$ )

$$q_{A,p}(\theta) = - \cos \theta [\tau\alpha(\Psi)]I_{bn} \cos \Psi \quad (68)$$

Al igual que ocurre con el factor de concentración, para ángulos negativos se cumple que:

$$q_{A,p}(-\theta) = q_{A,p}(\theta) \quad (69)$$

Estas ecuaciones se pueden agrupar. Hay que tener en cuenta que para los casos en los que el ángulo de borde es mayor que  $90^\circ$ , algunas porciones del tubo reciben tanto radiación solar directa como concentrada reflejada del canal parabólico. En estos casos la radiación directa se puede despreciar, ya que toma valores muy inferiores a los de la concentrada. De este modo podemos resumir los casos anteriores en tres sencillos casos:

$$q_{A,p}(\theta) = \begin{cases} 0 & \text{si } |\theta| \in [0, \theta_{shd}] \\ \frac{2f|\rho\tau\alpha(\Psi)|I_{bn} \cos \Psi}{r_{to}(1 + \cos \theta)} & \text{si } |\theta| \in (\theta_{shd}, \theta_{rim}] \\ [- \cos \theta [\tau\alpha(\Psi)]I_{bn} \cos \Psi]^+ & \text{si } |\theta| \in (\theta_{rim}, \pi] \end{cases} \quad (70)$$

En la ecuación anterior (70) el signo “+” que está colocado al lado del corchete del tercer rango, significa que sólo se deben tener en cuenta los valores positivos. Esto quiere decir que si la cantidad que obtenemos del cálculo del interior del corchete es menor que cero se tomará el valor 0, en vez del negativo. Esto es porque para ángulos menores que  $90^\circ$  es cuando pueden salir valores menores o iguales a cero, y en estos casos como se ha visto anteriormente, los valores comprendidos entre  $\theta_{rim}$  y  $90^\circ$  no reciben ni flujo concentrado ni flujo incidente directo, por lo que su valor es cero.

Una vez que ya hemos obtenido el flujo solar considerando el Sol como una fuente puntual y sin tener en cuenta los errores ópticos podemos proceder a complicar la ecuación anterior, considerando la forma del Sol y los errores ópticos en la distribución del flujo de calor. Así podremos obtener unos resultados más exactos y realistas.

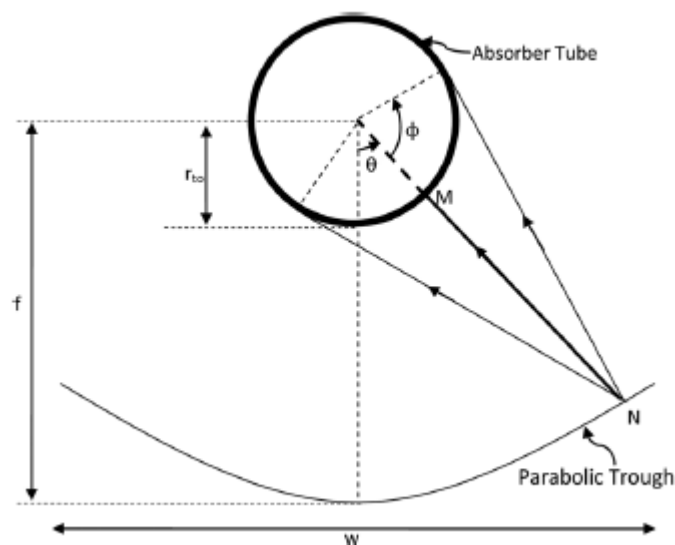
#### 4.3.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR INCLUYENDO LA FORMA DEL SOL Y LOS ERRORES ÓPTICO

En el apartado anterior hemos hallado que cantidad del flujo solar  $q_{A,p}(\theta)$  era absorbida por un punto M, representado en la Figura 44. Pero en la realidad este flujo se distribuye normalmente alrededor de un punto de reflexión N. La desviación estándar de esta distribución normal se puede considerar  $\sigma_{tot}$ , que tiene en cuenta tanto los errores ópticos como la forma del Sol. Esta expresión angular se puede calcular de la siguiente manera:

$$\sigma_{tot}(\psi) = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{sol, \text{ con } \psi=0^\circ}}{\cos \psi}\right)^2 + \sigma_{opt}^2} \quad (71)$$

Donde  $\sigma_{sun}$  y  $\sigma_{optico}$  son las expresiones angulares individuales causadas por la forma del sol y los errores ópticos, respectivamente.

Parte del flujo que se refleja desde el punto N se perderá porque no será interceptado por el tubo, y el resto será absorbido en la porción que se extiende desde  $\theta - \phi$  y  $\theta + \phi$ .



**Figura 52:** Superficie del tubo absorbente que intercepta energía reflejada desde un punto del canal parabólico [1]

El valor del ángulo  $\phi$  se puede calcular gracias a la siguiente expresión:

$$\phi = \cos^{-1} \left[ \frac{r_{to}(1 + \cos \theta)}{2f} \right] \quad (72)$$

Como queremos evaluar la cantidad de flujo solar que es absorbida por una superficie diferencial al ángulo  $\theta$ , tenemos que tener en cuenta la que recibe de los distintos y posibles ángulos  $\theta'$ . Para ello Khanna y Sharma [1] reformulan la ecuación del trabajo de Rabl [2] del cálculo de la distribución del flujo reflejado alrededor de N, para obtener:

$$dq_A(\theta, \theta') = \begin{cases} \frac{q_{A,p}(\theta')}{\sigma_{tot}(\psi)\sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{\beta^2(\theta, \theta')}{2\sigma_{tot}^2(\psi)} \right] \left| \frac{d\beta}{d\theta} \right| & \text{si } \theta' \in [-\theta_{rim}, \theta_{rim}] \text{ y } \theta \in [\theta' - \phi, \theta' + \phi] \\ q_{A,p}(\theta') & \text{si } \theta' \notin [-\theta_{rim}, \theta_{rim}] \text{ y } \theta = \theta' \\ 0 & \text{otra manera} \end{cases} \quad (73)$$

Como podemos ver en la ecuación anterior aparece el parámetro  $\beta$ , el cual depende de ambos ángulos, ya que es el ángulo que se forma con origen en N y arco entre los puntos del tubo absorbedor determinado por  $\theta$  y  $\theta'$ . Este valor se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\beta(\theta, \theta') = \cos^{-1} \left[ \frac{2f - r_{to}(1 + \cos \theta') \cos(\theta - \theta')}{\sqrt{4f^2 + r_{to}^2(1 + \cos \theta')^2 - 4f r_{to}(1 + \cos \theta') \cos(\theta - \theta')}} \right] \quad (74)$$

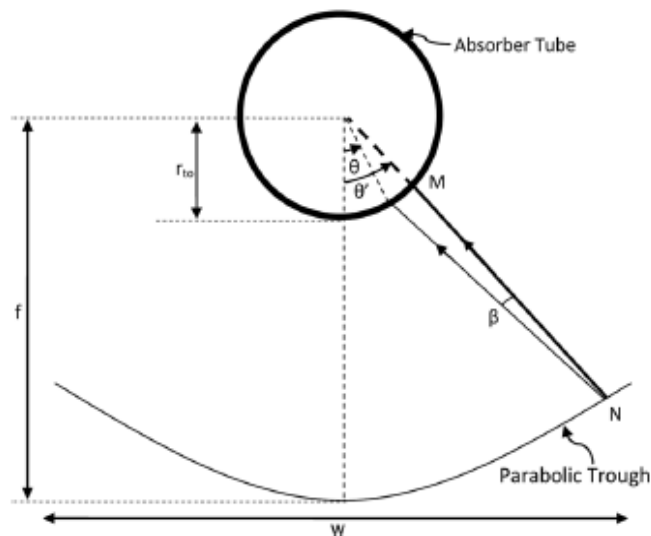


Figura 53: Cálculo del ángulo  $\beta$ . [1]

Para simplificar más los cálculos y la posibilidad de programación, la ecuación (73), que nos da el valor de la porción de energía que absorbe una superficie diferencial del tubo al ángulo  $\theta$ , se puede escribir:

$$dq_A(\theta, \theta') = \begin{cases} 0 & \text{si } |\theta'| \in [0, \theta_{shd}] \\ \frac{2f|\rho\tau\alpha(\psi)|I_{bn}\cos\psi}{r_{to}(1+\cos\theta')} \exp\left[-\frac{\beta^2(\theta, \theta')}{2\sigma_{tot}^2(\psi)}\right] \left|\frac{d\beta}{d\theta}\right| & \text{si } |\theta'| \in [\theta_{shd}, \theta_{rim}], |\theta - \theta'| \leq \phi \\ \frac{\sigma_{tot}(\psi)\sqrt{2\pi}}{[-\cos\theta[\tau\alpha(\psi)]I_{bn}\cos\psi]^+} & \text{si } |\theta'| \in [\theta_{rim}, \pi], \theta = \theta' \\ 0 & \text{cualquier otro caso} \end{cases} \quad (75)$$

A partir de estas ecuaciones, la distribución del flujo solar en el tubo absorbedor teniendo en cuenta la forma del Sol y los errores ópticos se obtiene al integrar la ecuación anterior desde  $\theta' = -\pi$  hasta  $\theta' = \pi$ :

$$q_A(\theta) = \int_{\theta'=-\pi}^{\pi} dq_A(\theta, \theta') \quad (76)$$

#### 4.5.- CÁLCULO Y VERIFICACIÓN

Para poder obtener la distribución del flujo solar a lo largo de la circunferencia del tubo absorbedor matemáticamente, he utilizado estas ecuaciones en el programa de cálculo matemático Matlab R2013a, para la obtención de un código que lo realice.

El cálculo de la integral se ha realizado mediante el método de sumas. De este modo el programa va entrando en las diferentes restricciones de ángulo de la ecuación (75) y sumando los valores para obtener la cantidad de flujo para ese ángulo determinado. Y así para los 360 ángulos que componen la circunferencia.

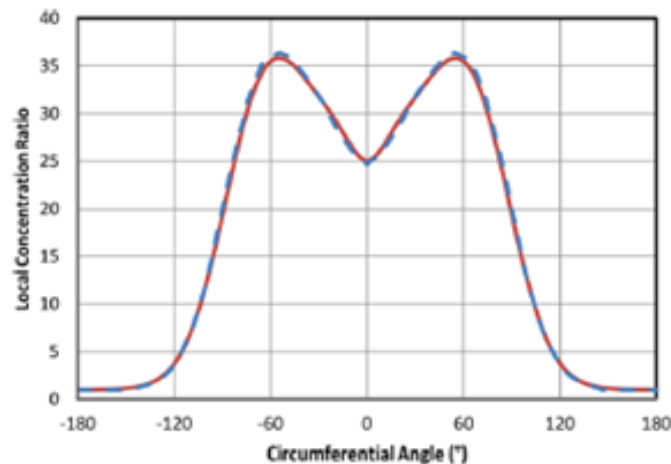
Para la verificación se han utilizado los datos de la siguiente tabla:

Parámetros	Valores	Parámetros	Valores
$I_{bn}$	1 W/m <sup>2</sup>	$\theta_{rim}$	90°
$\rho$	0.95	$\theta_{shd}$	1.9895°
$\tau$	1	$r_{to}$	0.016 m
$\alpha$	1	$f$	0.4608 m
$\Psi$	0°	$w$	1.843 m
$\sigma_{tot}$	7.19 mrad		

**Tabla 2:** Valores de los parámetros usados en la comparación con Khanna y Sharma [1]

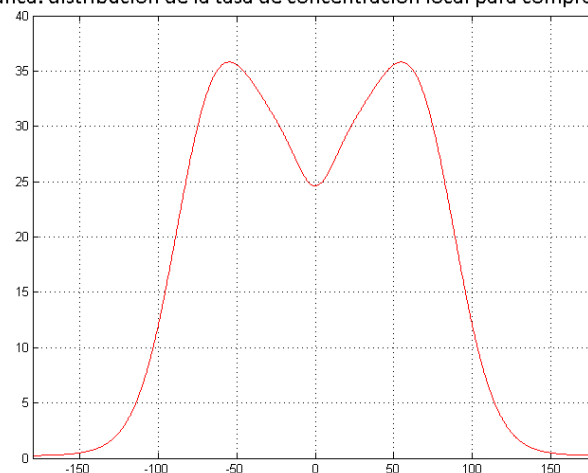
Los valores tanto de  $f$  como de  $\theta_{shd}$  no se dan en el trabajo de Khanna y Sharma [1], por lo que se han hallado utilizando las fórmulas del apartado 3.1 con las ecuaciones (19) y (20), que describen las propiedades de la parábola y sus características en su uso para colectores cilindro-parabólicos.

La imagen de la comparación que realizan en su artículo Khanna y Sharma [1] con la obtenida por otro estudio de Jeter [39] se ha comparado con la obtenida implementando las ecuaciones en Matlab R2013a y que he utilizado para realizar la verificación del código matemático.



**Figura 54:** Comparación de la distribución de la tasa de concentración local por Khanna y Sharma [1].

Gráfica: distribución de la tasa de concentración local para comprobación



**Figura 55:** Gráfica de verificación de los resultados.

Como se puede ver las dos gráficas muestran los mismos valores, pero aún así la comprobación se realiza conociendo el valor cuando  $\theta = 0^\circ$ , que en ambos casos sale  $25 \text{ kW/m}^2$ .



## 5.-ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tomando de referencia el estudio realizado por Khanna y Sharma [1], se ha estudiado el efecto de los errores ópticos, el ancho de apertura del canal y el ángulo de borde en la distribución del flujo solar calculada anteriormente. Para ello se han ido variando estos valores y viendo como afectaban tanto a la distribución del flujo solar como al flujo total disponible.

Para este estudio, se ha utilizado un colector cilindro-parabólico compuesto por una estructura tipo LS-3 y un receptor Schott 2008 PTR70, como ya he comentado en apartados anteriores.

Los valores de las dimensiones y de los parámetros de este sistema colector cilindro-parabólico son los aportados en la tabla siguiente:

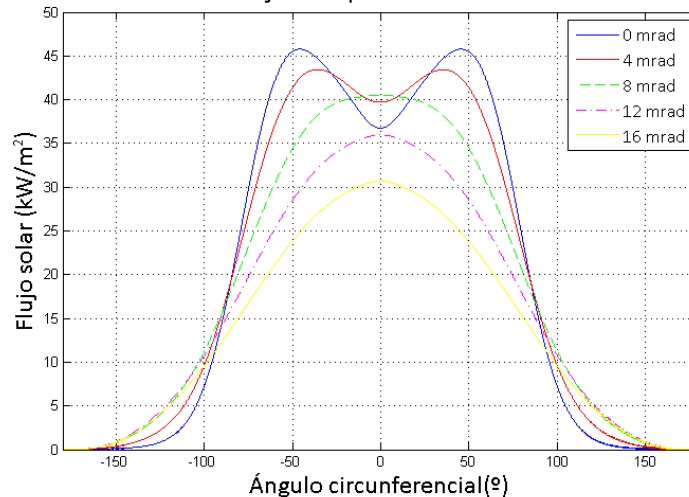
Parámetros	Valores	Parámetros	Valores
$I_{bn}$	950 W/m <sup>2</sup>	$\theta_{rim}$	80°
$\rho$	0.94	$\theta_{shd}$	1.1685°
$\tau$	0.96	$r_{to}$	0.016 m
$\alpha$	0.96	$f$	m
$\Psi$	20°	$w$	5.76m
$\sigma_{opt}$	8 mrad	$\sigma_{sol}$	4.1 mrad

**Tabla 3:** Valores de los parámetros utilizados en el análisis de resultados.

### 5.1 EFECTO DE LOS ERRORES ÓPTICOS MANTENIENDO FIJOS EL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL Y EL ÁNGULO DE BORDE

Como podemos observar en la siguiente figura, el aumento del valor del error óptico conlleva a una disminución en la no uniformidad de la distribución del flujo de calor, es decir, cuando mayores son los errores ópticos más uniforme se reparte el flujo solar en la circunferencia del tubo. Esto es debido a que cuándo los errores ópticos son grandes, la divergencia de los rayos que se reflejan desde la superficie del canal parabólico aumenta. Como su divergencia es mayor, se distribuye más uniformemente por la circunferencia del tubo.

Gráfica: distribución del flujo solar para varios valores de los errores ópticos



**Figura 56:** Distribución del flujo solar para varios valores de errores ópticos.

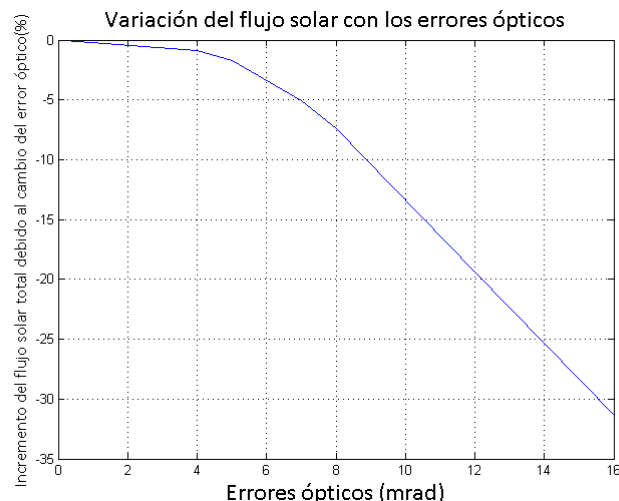
La máxima diferencia circunferencial en el flujo solar para los distintos valores propuestos del error óptico se muestra en la tabla 3, que se muestra a continuación.

$\sigma_{opt}$ (mrad)	MCD
0	45.7
4	43.4
8	40.4
12	35.9
16	30.6

**Tabla 4:** Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de  $\sigma_{opt}$

En esta tabla podemos ver como la máxima diferencia circunferencial en el flujo solar disminuye de 46 kW/m<sup>2</sup> a 31 kW/m<sup>2</sup>, cuando los errores ópticos aumentan de 0 mrad hasta 16 mrad.

La cantidad de flujo solar total en el tubo absorbedor para los distintos valores de los errores ópticos también se ha analizado. Se puede observar que el flujo solar total disminuye a medida que estos aumentan. Sin embargo, desde 0 a 5 mrad, el flujo solar total disminuye en sólo un 1.5%. A partir de este valor, la disminución del flujo solar se dispara. Como se comenta en el párrafo anterior, la divergencia de los rayos aumenta con los errores ópticos y por ello también menor es la cantidad de radiación que llega a ser absorbida por el tubo. Cuando el error óptico alcanza el calor de 16 mrad, la disminución en el flujo solar total en el tubo absorbedor es del 31%.

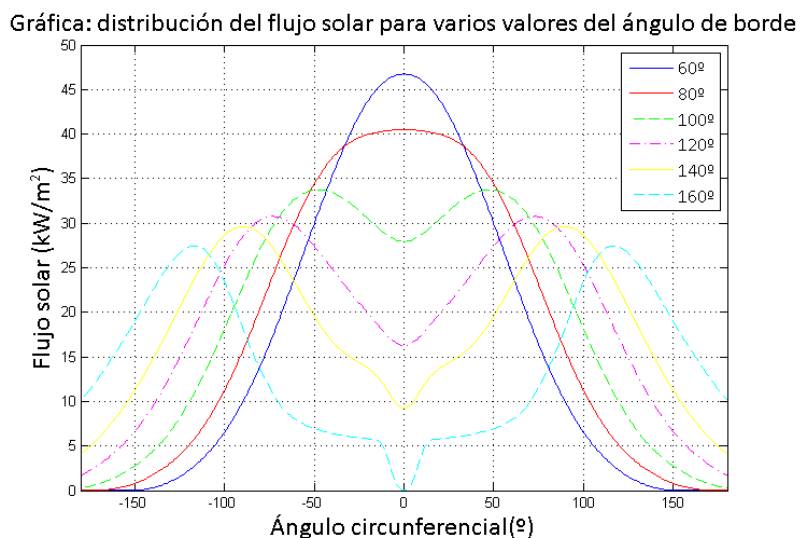


**Figura 57:** Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes errores ópticos para una ancho de apertura y un ángulo de borde fijos

Analizando tanto la distribución del flujo solar como el incremento en el flujo solar total, podemos determinar que el valor máximo permisible para los errores ópticos es de 5 mrad.

## 5.2 EFECTO DEL ÁNGULO DE BORDE MANTENIENDO FIJOS EL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL Y LOS ERRORES ÓPTICOS.

Para un ancho de apertura de 5.76 m, un diámetro del tubo exterior de 70mm y un valor de los errores ópticos de 8 mrad, la distribución del flujo solar alrededor de la circunferencia del tubo absorbedor para varios valores del ángulo de borde viene dada en la siguiente figura.



**Figura 58:** Distribución del flujo solar para varios valores del ángulo de borde.

Como se puede ver en la gráfica, a medida que aumenta el ángulo de borde desde  $60^\circ$  hasta  $120^\circ$  la distribución del flujo solar en el tubo es más uniforme. Sin embargo, a partir de un valor del ángulo de borde comprendido entre  $120^\circ$  y  $140^\circ$  comienza a aumentar la no uniformidad, siendo mayor cuanto mayor es el ángulo de borde. Más concretamente el cambio se da cuando  $\theta_{rim} = 135^\circ$ .

Este cambio se puede explicar, porque al principio, aumentando el ángulo de borde, los rayos reflejados por esta superficie cada vez mayor, se concentran en el tubo distribuyéndose mejor por los extremos, produciendo un aumento de la uniformidad en la distribución del flujo solar. A partir de un valor, la parte del tubo orientada hacia el Sol, comienza a recibir mucha más radiación concentrada y por tanto mayor que el resto. De este modo, a partir de dicho valor, a medida que aumenta el ángulo de borde aumenta la falta de uniformidad.

En la siguiente tabla podemos ver la máxima diferencia circunferencial en el flujo solar para varios valores del ángulo de borde.

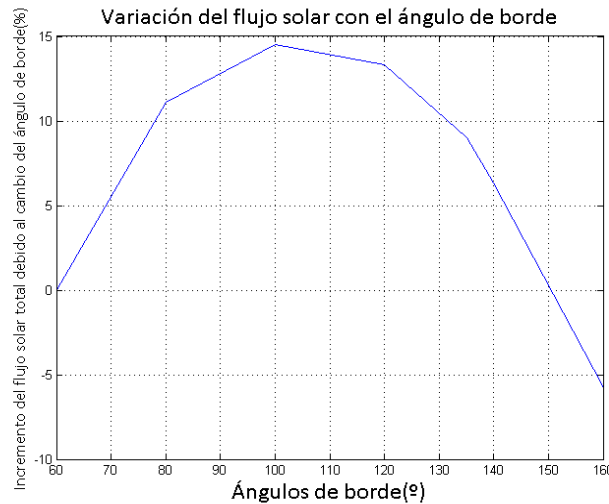
$\theta_{rim} (^\circ)$	MCD (kW/m <sup>2</sup> )
60	46.6
80	40.4
100	33.4
120	29
135	24.3
160	27.4

**Tabla 5:** Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de  $\theta_{rim}$

Como podemos ver, los resultados muestran que la máxima diferencia circunferencial entre los ángulos de borde de  $60^\circ$  hasta  $135^\circ$  disminuye de  $46.6 \text{ kW/m}^2$  hasta  $24.3 \text{ kW/m}^2$ . Por el contrario, desde los ángulos de borde de  $135^\circ$  hasta  $160^\circ$ , la máxima diferencia circunferencial aumenta de  $24.3 \text{ kW/m}^2$  hasta  $27.4 \text{ kW/m}^2$ .

Por lo tanto para conseguir la menor no uniformidad en la distribución del flujo solar el mejor ángulo de borde, para un ancho del canal de  $w = 5.76m$ , un diámetro del tubo exterior de  $70mm$  y unos errores ópticos de  $\sigma_{opt} = 8 \text{ mrad}$ , es de  $135^\circ$ .

El cálculo del incremento del flujo solar total en el tubo absorbedor, se puede preciar en la figura 59.



**Figura 59:** Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes ángulos de borde para una ancho de apertura y unos errores ópticos fijos

Como podemos observar, para los valores de ángulo de borde comprendidos entre  $60^\circ$  y  $100^\circ$ , el flujo solar total aumenta en un 14%. Por el contrario para los valores entre  $100^\circ$  y  $160^\circ$  de ángulo de borde, el flujo solar total sobre el tubo absorbedor disminuye en algo más de un 20%. Esto sucede porque al principio cuando aumenta el ángulo de borde, la distancia entre la superficie del canal parabólico y el tubo absorbedor disminuye, y por tanto, la divergencia de los rayos solares, que es causada por el efecto de la forma del Sol y de los errores ópticos, disminuye. Esto aumenta la cantidad de flujo solar interceptado por el tubo. A partir de un valor determinado del ángulo de borde, es necesaria mayor distancia media entre el reflector y el receptor y por tanto la divergencia de los rayos solares aumenta desviándose más, y el flujo solar total interceptado por el absorbedor disminuye.

El máximo flujo total en el tubo absorbedor se da con un ángulo de borde de  $\theta_{rim} = 100^\circ$ .

Como queremos encontrar el mejor ángulo de borde para que el flujo total sea máximo y la no uniformidad en la distribución del flujo solar sea mínima, hay que buscar qué ángulo se aproxima más a ambos requerimientos.

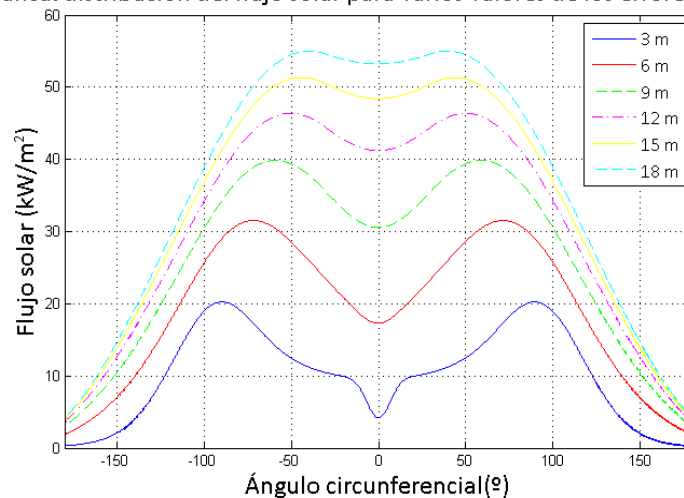
Como ya se ha demostrado, un  $\theta_{rim} = 135^\circ$  es el que nos proporciona la mínima no uniformidad en la distribución del flujo solar, pero el flujo solar total es un 5% menor que el máximo alcanzable; y un  $\theta_{rim} = 100^\circ$ , nos da el flujo solar total máximo pero una máxima diferencia circunferencial de  $33.4 \text{ kW/m}^2$ . Considerando el intervalo entre estos dos ángulo, con un  $\theta_{rim} = 120^\circ$  el flujo solar total solo difiere del máximo en un 1.2% y la máxima diferencia circunferencial no difieren en mucho de la de que proporciona la mínima no uniformidad.

### 5.3 EFECTO DEL ANCHO DE APERTURA DEL CANAL MANTENIENDO FIJOS EL ÁNGULO DE BORDE Y LOS ERRORES ÓPTICOS

Una vez que ya hemos determinado el ángulo de borde en  $\theta_{rim} = 120^\circ$ , y manteniendo el diámetro exterior del tubo en 70mm al igual que el resto de parámetros de la Tabla 3, podemos ver como varía la distribución del flujo solar en el tubo absorbedor y el flujo solar total en el mismo para varios valores de ancho de apertura del canal.

La distribución del flujo solar en la circunferencia del tubo absorbedor se puede ver en la Figura 60.

Gráfica: distribución del flujo solar para varios valores de los errores óptico



**Figura 60:** Distribución del flujo solar para varios valores del ancho de apertura del canal.

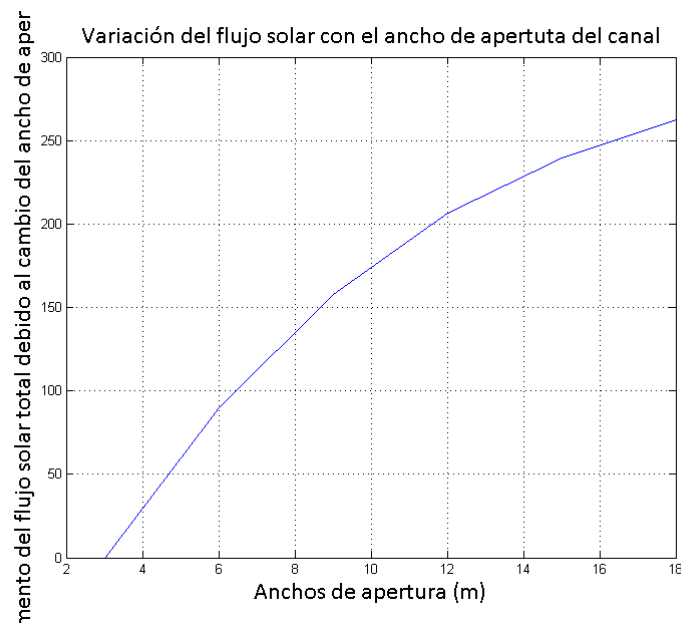
Los resultados muestran que a medida que aumenta el ancho de apertura del canal, la no uniformidad circunferencial también aumenta. También se puede observar que a partir de un valor, aumentando más el ancho de apertura, el aumento de la no uniformidad no es muy significativo.

Esto es consecuencia de que al aumentar al principio el ancho de apertura, también aumenta la cantidad de flujo solar disponible que es reflejado hacia el tubo desde esa mayor superficie también aumenta. Por el contrario, para un valor de ancho de apertura muy grande, la distancia entre el reflector y el tubo también se hace grande. Una mayor distancia conlleva la pérdida de parte del flujo disponible, ya que no será interceptado por el receptor. Como ya hemos visto antes, esto es debido al aumento de la divergencia de los rayos solares. De este modo la distribución de flujo solar no variará mucho con el aumento del ancho de apertura del canal a partir de un cierto valor.

$w$ (m)	MCD (kW/m <sup>2</sup> )
3	20
6	29.7
9	36.9
12	42.9
15	47.5
18	51

**Tabla 6:** Máximas diferencias circunferenciales para distintos valores de  $w$ .

Por su parte, el incremento del flujo solar total es positivo. A medida que aumenta el ancho de apertura del canal, también aumenta el flujo solar total en la circunferencia del tubo absorbedor. Pero con el aumento progresivo del ancho de apertura, el aumento del flujo total se ralentiza, no aumentando en la misma, o similar, proporción. Esto se debe a que para valores grandes del ancho de apertura, no toda la radiación reflejada por el canal es interceptada por el absorbedor.



**Figura 61:** Variación del flujo solar total del tubo absorbedor con diferentes anchos de apertura para un ángulo de borde y unos errores ópticos fijos.

## 6.-CONCLUSIONES

En este trabajo se ha utilizado la expresión dada por Khanna y Sharma [1] para desarrollar un estudio sobre el mejor ángulo de borde para diferentes anchos de apertura del canal. Para comprobar que la expresión estaba bien programada, se ha realizado una verificación de los cálculos con los valores de la Tabla 2. En las Figuras 54 y 55 se puede observar que los resultados son prácticamente iguales.

Para obtener el mejor ángulo de borde para un ancho de apertura del canal y dimensiones determinadas, se ha tenido en cuenta la distribución del flujo solar y el flujo solar total en el tubo absorbedor, encontrándose así el mejor ángulo para la mínima no uniformidad en la distribución del flujo en la circunferencia del tubo absorbedor y para el máximo flujo solar total en el tubo. Las conclusiones de cada apartado se resumen a continuación:

1. Manteniendo el ángulo de borde, el ancho de apertura del canal y las dimensiones del receptor fijas:
  - A medida que aumentan los errores ópticos, disminuye la *no uniformidad en la distribución* del flujo solar, ya que la máxima diferencia circunferencial en el tubo disminuye de  $46 \text{ kW/m}^2$  a  $31 \text{ kW/m}^2$ .
  - A medida que aumentan los errores ópticos, disminuye *el flujo solar total* en el tubo. Por este motivo se establece un valor de los errores ópticos máximo de  $\sigma_{opt} = 5 \text{ mrad}$ .
2. Manteniendo los errores ópticos, el ancho de apertura del canal y las dimensiones del receptor fijas:
  - A medida que el ángulo de borde aumenta al principio, entre los valores de  $\theta_{rim} = 60^\circ$  y  $\theta_{rim} = 135^\circ$ , la *no uniformidad en la distribución del flujo solar* disminuye. A partir de este valor, el aumento del ángulo de borde conlleva a un aumento de la *no uniformidad en la distribución del flujo solar*.
  - A medida que el ángulo de borde aumenta al principio, hasta el valor de  $\theta_{rim} = 100^\circ$ , el *flujo solar total* también aumenta. A partir de este valor, un mayor aumento del ángulo de borde conlleva la disminución del *flujo solar total*.
3. Manteniendo los errores ópticos, el ángulo de borde y las dimensiones del receptor fijas:
  - A medida que aumenta el ancho de apertura del canal, también lo hace la *no uniformidad en la distribución del flujo solar* en la circunferencia del tubo absorbedor. Esto sucede para todos los valores, pero a partir de un cierto valor, mayor ancho de apertura no significa un gran cambio en la distribución del flujo.
  - A medida que aumenta el ancho de apertura del canal, el *flujo solar total* interceptado por el receptor también aumenta. Pero según se va aumentando el ancho del canal progresivamente, el *flujo solar total* aumenta en menor medida.



Como el estudio pretende conocer para un ancho de apertura fijo cual es el mejor ángulo de borde, al igual que se ha realizado el procedimiento anterior, se hizo para un ancho de apertura de 3m, 6m y 9m.

Para estos valores se obtuvo la tabla siguiente:

Ancho de apertura	$\theta_{rim}$ para la mínima no uniformidad en la distribución del flujo	$\theta_{rim}$ para el máximo flujo solar total	$\theta_{rim}$ apropiado considerando
3 m	125°	72°	100°
6 m	135°	100°	120°
9 m	139°	112°	130°

**Tabla 7:** Ángulos de borde apropiados para determinados anchos de apertura del canal

Viendo estos resultados podemos comprobar que un mayor ancho de apertura necesita un mayor ángulo de borde y viceversa. Para el diseño de un colector cilindro parabólico, analizando la uniformidad de la distribución del flujo solar en el tubo y el flujo solar total interceptado por el receptor, estas serían las conclusiones (para las dimensiones dadas en la Tabla 3).

Para la elección final, habría que realizar un análisis de costes, ya que mayor ángulo de borde supone mayor ancho del canal y por consiguiente, mayor superficie del reflector, lo que conlleva más costes de material. Además, como hemos visto, no siempre aumentar el ancho del canal nos proporciona las propiedades deseadas de cantidad de flujo solar total por la divergencia de los rayos.

Una alternativa a este método de cálculo podría ser el uso del software de trazado de rayos, pero la programación y obtención de resultados sería mucho más costosa y laboriosa.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- [1] S. Khanna y V. Sharma, «Explicit Analytical Expression for Solar Flux Distribution on an Undeflected Absorber Tube of Parabolic Trough Concentrator Considering Sun-Shape and Optical Errors,» *Solar Energy Engineering*, vol. 138, p. 9, February 2016.
- [2] Deloitte, «Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España,» PROTERMO SOLAR, Octubre 2011.
- [3] C. Espejo Marón y R. García Marín, «La energía termosolar en España,» *Anales de Geografía*, vol. 30, nº 2, pp. 81-105, 2010.
- [4] M. Binotti, G. Zhu, A. Gray, G. Manzolini y P. Silva, «Geometric analysis of tree-dimensional effects of parabolic trough collectors,» *Solar Energy*, vol. 88, 2013.
- [5] A. Fernández-García, E. Zarza, L. Valenzuela y M. Pérez, «Parabolic-trough solar collectors and their applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, nº 7, 2010.
- [6] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalba y L. F. Cabeza, «State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, nº 1, p. 31, 2010.
- [7] Greenpeaces, SolarPACES y ESTELA, «Energía Solar Térmica de Concentración: Perspectiva 2009,» Julio 2009. [En línea]. Available: <http://www.greenpeace.org/espana/es/reports/090713/>. [Último acceso: Marzo 2016].
- [8] S. A. Kalogirou, «Solar thermal collectors and applications,» *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30, nº 3, 2004.
- [9] S. Odeh, G. Morrison y M. Behnia, «Modelling of parabolic trough direct steam generation solar collectors,» *Solar Energy*, vol. 62, nº 6, pp. 395-406, 1998.
- [10] P. Solanilla Franco y Á. Ponce Plaza, «Energías renovables desplegables: hacia las misiones sostenibles,» *IEEE (Instituto Españols de Estudios Estratégicos)*, 2011.
- [11] C. Espejo Marín y R. García Marín, «La energía solar termoeléctrica en España,» *Anales de geografía*, vol. 30, nº 2, pp. 81-105, 2010.
- [12] F. P. Incropera y D. P. DeWitt, *Fundamentos de transferencia de calor*, Prentice Hall, 4ª Edición. 1999.
- [13] S. Segoviano, «Nuevos planteamientos en la seguridad energética de la unión europea y opciones en el mediterráneo occidental,» *UNISCI*, nº 39, pp. 47-83, Octubre 2015.

- [14] H. Riveros y A. I. Oliva, «Graphical Analysis of Sun Concentrating Collectors,» *Solar Energy*, vol. 36, nº 4, pp. 313-322, 1986.
- [15] APPA - Asociación de Empresas de Energías Renovables, «Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2014,» APPA - Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2014. [En línea]. Available: [http://www.appa.es/descargas/ESTUDIO\\_APPA\\_14\\_WEB.pdf](http://www.appa.es/descargas/ESTUDIO_APPA_14_WEB.pdf)
- [16] International Energy Agency, «Technology Roadmap: concentrating Solar Power,» 2010. [En línea]. Available: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf).
- [17] FENERCOM (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid), «Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>.
- [18] «Sitio Solar: Portal de energías renovables,» [En línea]. Available: <http://www.sitiosolar.com/>. [Último acceso: 2016].
- [19] Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica, «PROTERMO SOLAR,» [En línea]. Available: <http://www.protermosolar.com/>.
- [20] EPRI & U.S. Department of Energy, «Renewable Energy Technology Characterizations,» December 1997. [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/gen/fy98/24496.pdf>. [Último acceso: Abril 2016].
- [21] Solar heating & cooling programe & International Energy Agency, «Solar Heat Worldwide,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>.
- [22] «Schott Technology,» [En línea]. Available: <http://www.schott.com/english/index.html>.
- [23] W. B. Stine y M. Geyer, «Power From The Sun,» 2001. [En línea]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. [Último acceso: Abril 2016].
- [24] «Torresol Energy,» [En línea]. Available: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/inicio/es>.
- [25] «Google,» [En línea]. Available: [www.google.es](http://www.google.es).
- [26] AD\_Formación. [En línea]. Available: [www.ad-formacion.es](http://www.ad-formacion.es). [Último acceso: Abril 2016].
- [27] «SolarWeb,» [En línea]. Available: <http://www.solarweb.net/solar-termica.php>.

- [28] Abengoa, «Energía Solar para Generación Eléctrica,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.abengoa.com/htmlsites/boletines/es/diciembre2007ext/electrica.htm>
- [29] Greenpeace International & EREC (European Renewable Energy Council), «Energy Revolution,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2012%20pubs/Pubs%203%20Jul-Sep/E%5BR%5D%202012%20lr.pdf>
- [30] «SENER: Power, Oil & Gas,» [En línea]. Available: <http://www.poweroilandgas.sener.es/home>. [Último acceso: Abril 2016].
- [31] «Opex Energy,» [En línea]. Available: <http://opex-energy.com/>. [Último acceso: Mayo 2016].
- [32] «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [33] Apuntes de Energías Renovables, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2015-2016.
- [34] Apuntes de Tranferencia de Calor, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2014-2015.
- [35] Apuntes de Ingeniería Térmica, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2013-2014.
- [36] IAE (International Energy Agency) , «ENERGY EFFICIENCY: Market Report 2015,» October 2015. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MediumTermEnergyefficiencyMarketReport2015.pdf>.
- [37] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), «Plan de Energías Renovables 2011-2020,» 11 Noviembre 2011. [En línea]. Available: [http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_11227\\_per\\_2011-2020\\_def\\_93c624ab.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf). [Último acceso: Abril 2016].
- [38] «IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía),» [En línea]. Available: <http://www.idae.es/>.
- [39] Jeter, S. M., 1987, “Analytical Determination of the Optical Performance of Practical Parabolic Trough Collectors From Design Data,” Sol. Energy, 39(1), pp. 11–21.
- [40] SolarPACES (Solar Power and Chemical Energy Systems) [En línea]. Available: <http://www.solarpaces.org/>